



OSTBAYERISCHE  
TECHNISCHE HOCHSCHULE  
REGENSBURG

Masterarbeit

# Situationsangepasste Reglerparametrierung für Parabolrinnenkraftwerke

Sebastian Müllner, 3207730

in Zusammenarbeit mit

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt



Studiengang: Master Industrial Engineering  
Fakultät: Maschinenbau  
Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Ralph Schneider  
Betreuer: Tim Kotzab  
Abgabedatum: 06.11.2020

# Erklärung

1. Mir ist bekannt, dass dieses Exemplar der Masterarbeit als Prüfungsleistung in das Eigentum des Freistaates Bayern übergeht.
2. Ich erkläre hiermit, dass die vorliegende Masterarbeit selbständig verfasst und noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt worden ist, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt worden sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet sind.

Regensburg, 06.11.2020

.....  
Sebastian Müllner

# **Zusammenfassung - Abstract**

Die vorliegende Masterarbeit befasst sich mit der Regelung der Pumpe für Wärmeträgerfluid, von dem das Solarfeld eines Parabolrinnenkraftwerks durchflossen wird. Die bisher entwickelten Regler bestimmen den Pumpendruck am Solarfeldeingang. Die Regler werden in dieser Arbeit zur Regelung des Massenstroms angepasst, um die generische Anwendung auf weitere Parabolrinnenkraftwerke zu ermöglichen. Außerdem wird die Nutzung von Einstrahlungsvorhersagen zur Bestimmung der Reglerparameter untersucht. Es zeigt sich, dass nur bis zu zwei Minuten vorhergesagt werden müssten, wobei sich hierdurch keine nennenswerte Verbesserung einstellt. Abschließend wird die Robustheit gegen Unterschiede in den gemessenen Einstrahlungswerten und den Bedingungen auf dem Solarfeld, gegen Verschmutzung der Kollektoren sowie die Anwendung der Regelung auf ein weiteres Kraftwerk überprüft und die Funktionstüchtigkeit der Regelung bestätigt.

This thesis concerns the control of the pump for heat transfer fluid flowing through the solar field of a parabolic trough power plant. The previously developed controllers are designed to control the pump pressure at the solar field inlet. In this thesis, the controllers are adapted to control the mass flow in order to enable the generic application to other parabolic trough power plants. Furthermore, the usage of irradiation forecasts to determine the controller parameters is analysed. It is shown that only up to two minutes need to be predicted, but this does not lead to any significant improvement. Finally, the robustness against differences in the measured irradiation values and the conditions at the solar field, against soiling of the collectors as well as the adaptation of the controller to a different power plant will be verified and the functionality of the control system confirmed.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>vi</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>viii</b>
<b>Symbole</b>	<b>ix</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>xii</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung . . . . .	2
1.2 Zielsetzung . . . . .	2
1.3 Aufbau der Arbeit . . . . .	3
<b>2 Stand der Technik</b>	<b>4</b>
2.1 Parabolrinnenkraftwerke . . . . .	4
2.1.1 Parabolrinnenkollektoren . . . . .	5
2.1.2 Aufbau und Funktionsweise . . . . .	7
2.1.3 Berechnung des Ertrags . . . . .	9
2.2 Strahlungskarten . . . . .	11
2.3 Virtual Solar Field . . . . .	16
2.4 Aktuelle Regelung . . . . .	18
2.4.1 Regelung in Virtual Solar Field . . . . .	18
2.4.2 Klassenspezifische Regelungsstrategien . . . . .	21
<b>3 Massenstromregler</b>	<b>25</b>
3.1 Einbindung in Matlab . . . . .	25
3.2 Bestimmung der adaptiven Reglerparameter . . . . .	27
3.3 Pumpenregler . . . . .	28
3.4 Vergleich zum Referenzregler . . . . .	30
3.5 Fazit Massenstromregler . . . . .	31
<b>4 Einbindung der Nowcastdaten</b>	<b>32</b>
4.1 Systemanalyse . . . . .	32
4.1.1 Benötigter Massenstrom . . . . .	33
4.1.2 Führungssprung . . . . .	34



4.1.3	Störsprung und Zeitdifferenz . . . . .	35
4.2	Umsetzung in VSF . . . . .	38
4.2.1	Interpolation . . . . .	38
4.2.2	Normalverteilung . . . . .	40
4.2.3	Sigmoidfunktion . . . . .	42
4.3	Fazit Nutzung der Nowcastdaten . . . . .	43
<b>5</b>	<b>Robustheitstest</b>	<b>45</b>
5.1	DNI Karten der Schattenkameras . . . . .	45
5.2	Verschmutzung der Kollektoren . . . . .	49
5.2.1	Homogene Verschmutzung des Solarfeldes . . . . .	49
5.2.2	Inhomogene Verschmutzung des Solarfeldes . . . . .	52
5.2.3	Deaktivierung oder Ausfall einzelner Loops . . . . .	53
5.3	Test für ein anderes Kraftwerk . . . . .	54
<b>6</b>	<b>Fazit</b>	<b>57</b>
6.1	Zusammenfassung . . . . .	57
6.2	Ausblick . . . . .	58
	<b>Literatur</b>	<b>59</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>61</b>
A.1	Zeitliche und Räumliche Klassifizierung . . . . .	61
A.2	Reglerparameter . . . . .	62
A.2.1	Regelparameter Ziel Regelgüte . . . . .	62
A.2.2	Regelparameter Ziel Fokusrate . . . . .	62
A.3	Klassifizierung der 30 Versuchstage . . . . .	63
A.4	Vergleich der Regler in Virtual Solar Field und Matlab . . . . .	66
A.5	Verhalten des Pumpenreglers . . . . .	67
A.6	Vergleich Referenzregler und Massenstromregler . . . . .	68
A.7	Systemparameter . . . . .	69
A.7.1	Zeitkonstante Führungssprung . . . . .	69
A.7.2	Zeitkonstante Störsprung . . . . .	70
A.8	Zustandsraummodell und Eigenwerte . . . . .	71
A.8.1	Zustandsraummodell . . . . .	71
A.8.2	Eigenwerte . . . . .	73
A.9	DNI Werte der Schattenkameras . . . . .	76
A.10	Absoluter und relativer Ertrag bei Simulation mit DNI Karten der Schattenkameras . . . . .	79
A.11	Ergebnisse bei homogener Verschmutzung der Kollektoren . . . . .	80

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Beispiele für CSP Kraftwerke . . . . .	1
2.1	Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks (Solar Millennium, <a href="#">2011</a> ) . . . . .	4
2.2	Darstellung eines Parabolrinnenkollektor (Solar Millennium, <a href="#">2011</a> ) . . . . .	5
2.3	Sankey-Diagramm zur Beschreibung der Energieumwandlung eines Parabolrinnenkraftwerks (Janotte, <a href="#">2012</a> ) . . . . .	6
2.4	Schematisches Layout eines Parabolrinnenkraftwerks (Noureldin, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	7
2.5	Satellitenaufnahme von La Africana in Córdoba, Spanien . . . . .	8
2.6	Simulationsergebnisse und Ausgleichskurve des Wirkungsgrades des Powerblocks als Funktion der Ausgangstemperatur (Noureldin, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	10
2.7	DNI Karte (Noureldin et al., <a href="#">2017</a> ) . . . . .	11
2.8	Messung des DNI Wertes . . . . .	12
2.9	Beispiel für die Aufnahme zweier simultan aufgenommenen Bilder von zwei Wolkenkameras (B. Nouri et al., <a href="#">2020</a> ) . . . . .	13
2.10	Vereinfachte Illustration des Voxel carving (Wilbert et al., <a href="#">2018</a> ) . . . . .	13
2.11	Voxel-Raum mit mehreren Wolken nach der Höhenermittlung (Bijan Nouri et al., <a href="#">2018</a> ) . . . . .	14
2.12	(links) Schattenkamera (rechts) 360° Bild zusammengesetzt aus Aufnahmen von sechs Schattenkameras (B. Nouri et al., <a href="#">2020</a> ) . . . . .	15
2.13	Mittlerer absoluter Fehler in Abhängigkeit der Vorlaufzeit und der Kantenlänge der untersuchten quadratischen Fläche (Bijan Nouri et al., <a href="#">2018</a> ) . . . . .	15
2.14	Schematische Darstellung des Reglers für den Pumpendruck mit VSF (Noureldin, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	20
2.15	Schematische Darstellung des Reglers der Winkelabweichung der Kollektoren (Noureldin, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	22
3.1	Schematische Darstellung des Reglers für den Massenstrom mit VSF . . . . .	29
4.1	Beispiel für die Ermittlung der Zeit $t_{95}$ eines Führungssprungs bei $G_{eff} = 300 \text{ W/m}^2$ und $T_{out,SF} = 393 \text{ °C}$ . . . . .	35
4.2	Beispiel für die Ermittlung der Zeit $t_{95}$ eines Störsprungs bei $G_{eff} = 300 \text{ W/m}^2$ und $T_{out,SF} = 393 \text{ °C}$ . . . . .	36
4.3	Zeitdifferenz der Zeit in Sekunden zum Erreichen von 95 % der Endtemperatur zwischen einem Führungs- und einem Störsprung . . . . .	37

4.4	Beispiele für die Gewichtung bei linearer Interpolation . . . . .	38
4.5	Beispiele für die Gewichtung bei Normalverteilung mit $\sigma = 0,5$ . . . . .	40
4.6	Beispiele für die Gewichtung bei Sigmoidverteilung mit $a = -5,0$ . . . . .	42
5.1	Boxplots zum Vergleich der Regler bei Karten der Schattenkameras mit dem Referenzregler . . . . .	48
5.2	Layout des Andasol-3 Kraftwerks in Granada, Spanien . . . . .	55
5.3	Vergleich des relativen Ertrags zwischen La Africana und Andasol-3 . . . .	56
A.1	Zeitliche Klassifizierung für den 09. September 2015 (Schlichtling, 2018) . .	61
A.2	Räumliche Klassifizierung für den 09. September 2015 (Schlichtling, 2018) .	61
A.3	Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 30 Versuchstage . . . . .	63
A.4	Vergleich der Regler in Virtual Solar Field und Matlab . . . . .	66
A.5	Vergleich der Felddausgangstemperatur und der Fokusrate sowie des Betriebsmodus der Referenzregler in VSF und Matlab für den 09.10.2015 . . .	66
A.6	Verhalten des Pumpenreglers bei einem proportionalem Verstärkungsfaktor $K_p = 0,0004$ und verschiedenen Werten der Zeitkonstante $T_c$ . . . . .	67
A.7	Vergleich der Regler in Matlab für den Pumpendruck und den Massenstrom	68
A.8	Vergleich der Felddausgangstemperatur und der Fokusrate sowie des Betriebsmodus der Fokusregler für den Pumpendruck und dem Massenstrom für den 03.06.2016 . . . . .	68
A.9	Zeitkonstanten in Sekunden für einen Führungssprung auf das Solarfeld . .	69
A.10	Zeitkonstanten in Sekunden für einen Störsprung auf das Solarfeld . . . . .	70
A.11	Eigenwerte des Solarfeldes aus dem Zustandsraummodell . . . . .	74
A.12	Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 22 Versuchstage der Schattenkameras . . . . .	76
A.13	Absoluter und relativer Ertrag bei Simulation mit DNI Karten der Schattenkameras . . . . .	79

# Tabellenverzeichnis

2.1	Zeitliche Klassen (Schroedter-Homscheidt et al., <a href="#">2018</a> ) . . . . .	22
2.2	Räumliche Klassen (Schlichtling, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	23
2.3	Kombinierte Klassen (Schlichtling, <a href="#">2018</a> ; B. Nouri et al., <a href="#">2020</a> ) . . . . .	23
3.1	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler für den Massenstrom in Matlab . .	31
4.1	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Zeitversatz um $\Delta t_{95}$ . . . . .	39
4.2	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Normalverteilung um $\Delta t_{95}$ . .	41
4.3	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Sigmoidverteilung um $\Delta t_{95}$ . .	43
5.1	Ergebnisse der Simulation mit Karten der Schattenkameras . . . . .	46
5.2	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler bei homogener Verschmutzung der Kollektoren . . . . .	51
5.3	Durchschnittliche Ergebnisse der Regler bei inhomogener Verschmutzung der Kollektoren . . . . .	52
5.4	Durchschnittliche Ergebnisse der Simulation des Kraftwerks Andasol-3 . .	55
A.1	Regelparameter des Reglers Ziel Regelgüte (Schlichtling, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	62
A.2	Regelparameter des Reglers Ziel Fokusrate (Schlichtling, <a href="#">2018</a> ) . . . . .	62
A.3	Ergebnisse der Regler bei homogener Verschmutzung der Kollektoren . . .	80

# Symbole

## Lateinische Symbole

$A_i$	Innenfläche des Absorberrohres	[m <sup>2</sup> ]
$A_{CS}$	Querschnittsfläche des Absorberrohres	[m <sup>2</sup> ]
$\bar{c}_{vf}$	Durchschnittliche spezifische Wärmekapazität des HTF	[J/(kg·K)]
$c_{pw}$	Spezifische Wärmekapazität des Absorberrohres	[J/(kg·K)]
$c_p$	Spezifische Wärmekapazität des HTF	[J/(kg·K)]
$D_i$	Innendurchmesser des Absorberrohres	[m]
$DNI$	Solarstrahlung	[W/m <sup>2</sup> ]
$DNI_{BF}$	Solarstrahlung der beschatteten Fläche	[W/m <sup>2</sup> ]
$DNI_{clear}$	Solarstrahlung bei klarem Himmel	[W/m <sup>2</sup> ]
$e_f$	Regeldifferenz für den Fokusregler	[%]
$e_{in}$	Regeldifferenz für den Pumpenregler	[kg/s]
$e_T$	Regeldifferenz für den Temperaturregler	[°C]
$E_a$	Jährlich erzeugte elektrische Energie	[MWh]
$f$	Rohrreibungszahl	[-]
$f_f$	Fokussierungsrate	[-]
$f_{SP}$	Führungsgröße für die Regelung der Fokusrate	[-]
$f_{Tc}$	Faktor für die Aggressivität des Reglers	[-]
$G_{eff}$	Effektive direkte Solarstrahlung	[W/m <sup>2</sup> ]
$IAM$	Winkelkorrekturfaktor	[-]
$k_c$	Clearsky-Index	[-]
$K_c$	Proportionaler Verstärkungsfaktor des Reglers	untersch.
$K_p$	Proportionaler Verstärkungsfaktor der Regelstrecke	untersch.
$K_{p,total}$	Gesamter hydraulischer Widerstand	[(m·kg) <sup>-1</sup> ]
$l$	Länge eines SCA	[m]
$l_{header}$	Länge eines Headers	[m]
$l_{pipe}$	Länge eines Rohres	[m]
$L$	Länge eines Loops	[m]
LCoE	Stromgestehungskosten	[€/MWh]
$\dot{m}$	Massenstrom	[kg/s]
$\dot{m}_{req}$	Benötigter Massenstrom	[kg/s]

$\dot{m}_{\delta,Req}$	Reglerausgangsgröße des Massenstromreglers	[kg/s]
oth.loss	andere Ertragseinbußen	[€]
$p_{def}$	Einbußen aufgrund von Defokussierungen	[€]
$p_{T,PB}$	Einbußen aufgrund reduziertem Wirkungsgrad des Powerblocks	[€]
$p_{TES}$	Einbußen aufgrund des Wirkungsgrads des Wärmespeichers	[€]
$p_{tot}$	Summe der Einbußen	[€]
$Q_{def}$	Durch Defokussierung ungenutzte Solarenergie	[MWh]
$Q_{OL,a}$	Jährlich vernichtete Energie	[MWh]
$Q_{PB,a}$	Jährlich erzeugte thermische Energie	[MWh]
$Q_{TES,a}$	Jährlich dem Wärmespeicher zugeführte Energie	[MWh]
$Q_{th,SF}$	Thermische Ausgangsenergie des Solarfeldes	[MWh]
$\dot{q}_{conv}$	Spezifischer Wärmestrom durch Konvektion	[W]
$\dot{q}_{loss}$	Spezifischer Wärmestrom durch Verluste	[W]
$\dot{q}_{sol}$	Spezifischer Wärmestrom durch Strahlung	[W]
$\dot{Q}_{loss}$	Wärmestrom durch Verluste	[W]
$\dot{Q}_{in,Field}$	Verlustbehafteter Eingangswärmestrom ins Solarfeld	[W]
$\dot{Q}_{sol}$	strahlungsabhängiger Wärmestrom auf das HTF	[W]
$\dot{Q}_{th,SF}$	Ausgangswärmestrom des Solarfeldes	[W]
$R_{th}$	Theoretisch maximal möglicher Ertrag	[€]
$R_{SF}$	Ertrag des Solarfeldes	[€]
$S_A$	Schattenanteil	[-]
$S_i$	Schattenindex	[-]
$T$	Ausgangstemperatur der Wärmeträgerflüssigkeit	[°C]
$T_0$	Sollausgangstemperatur der Wärmeträgerflüssigkeit	[°C]
$T_c$	Zeitkonstante des Reglers	[s]
$T_f$	Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit	[°C]
$\bar{T}_{Field}$	Durchschnittliche Temperatur des HTF im Solarfeld	[°C]
$T_{in}$	Eingangstemperatur der Wärmeträgerflüssigkeit	[°C]
$T_{loop,out}$	Ausgangstemperatur eines Loops	[°C]
$T_{max}$	Höchsttemperatur bei der Defokussierung beginnt	[°C]
$T_p$	Zeitkonstante der Regelstrecke	[s]
$T_{SCA}$	Temperatur in der Mitte eines SCA	[°C]
$T_{SF,in}$	Eingangstemperatur des HTF in das Solarfeld	[°C]
$T_{SF,in,nom}$	Nominale Eingangstemperatur des HTF in das Solarfeld	[°C]
$T_{SF,out}$	Ausgangstemperatur des HTF in das Solarfeld	[°C]
$T_{SF,out,nom}$	Nominale Ausgangstemperatur des HTF in das Solarfeld	[°C]
$T_{SP}$	Führungsgröße für die Regelung der Fluidtemperatur	[°C]
$T_{SP,OK}$	Temperatur-Sollwert	[°C]
$T_w$	Temperatur des Absorberrohres	[°C]

$U_i$	Innenumfang des Absorberrohres	[m]
$v_f$	Fließgeschwindigkeit des Wärmeträgerfluids	[m/s]
$v_{header}$	Fließgeschwindigkeit des HTF im Header	[m/s]
$w_{ap}$	Breite eines Parabolrinnenkollektors	[m]
$y$	Reglerausgangsgröße	untersch.

## Griechische Symbole

$\alpha_f$	Wärmeübertragungskoeffizient	[W/(m <sup>2</sup> ·K)]
$\Delta e_T$	Zusätzliche Temperaturdifferenz	[°C]
$\Delta H_{Field}$	Änderung der Enthalpie im Solarfeld	[J]
$\Delta \dot{m}_\delta$	Reglerausgangsgröße des Massenstromreglers	[kg/s]
$\Delta p_p$	Druckerverluste	[Pa]
$\Delta p_\delta$	Reglerausgangsgröße des Pumpenreglers	[Pa]
$\Delta t_{ctrl}$	Zeitschrittweite der Regelung	[s]
$\Delta t_{sim}$	Zeitschrittweite der Simulation	[s]
$\eta_{endloss}$	Wirkungsgrad für die Endverluste	[-]
$\eta_{field}$	Gesamtwirkungsgrad eines Solarfeldes	[-]
$\eta_{opt}$	optischer Wirkungsgrad eines Parabolrinnenkollektors	[-]
$\eta_{PB,a}$	Wirkungsgrad des Powerblocks im Jahresdurchschnitt	[-]
$\eta_{PB,T}$	Wirkungsgrad des Powerblocks in Abhängigkeit der Temperatur	[-]
$\eta_{PB,T_0}$	Wirkungsgrad des Powerblocks bei Solltemperatur	[-]
$\eta_{th}$	thermischer Wirkungsgrad eines Parabolrinnenkollektors	[-]
$\Theta_p$	Totzeit der Regelstrecke	[s]
$\rho_f$	Dichte der Wärmeträgerflüssigkeit	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_w$	Dichte des Absorberrohres	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\varphi$	Höhenwinkel der Sonne	[-]

# Abkürzungen

ASI	All Sky Imager (Wolkenkamera)
CSFD	Changes in the Sign of the First Derivative (Anzahl der Änderung des Vorzeichens der ersten Ableitung)
CSP	Concentrated Solar Power (Sonnenwärmekraftwerk)
CS	Clear Sky (Klarer Himmel)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance (Diffuse horizontale Strahlung)
DNI	Direct Normal Irradiance (Direkte normale Strahlung)
GHI	Global Horizontal Irradiance (Globale horizontale Strahlung)
GS	Große Schatten
HS	Helle Schatten
HTF	Heat Transfer Fluid (Wärmeträgerflüssigkeit)
IAM	Incidence Angle Modifier (Einfallswinkel-Modifikator)
KS	Kleine Schatten
LCoE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
MAD	Mean Absolute Deviation (Mittlere absolute Abweichung)
PSA	Plataforma Solar de Almería
RMSE	Root Mean Square Error (Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme)
SCA	Solar Collector Assembly (Solarkollektor-Einheit)
SO	Starker Overcast
TES	Thermal Energy Storage (Wärmespeicher)
VSF	Virtual Solar Field



# 1 Einführung

Die Bekämpfung des Klimawandels ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Dennoch werden aktuell nur 11,0 % des globalen Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen (REN21, 2020). Ein vergleichsweise geringer Teil von 6,2 Gigawatt ( $\approx 0,24$  % der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung) wird dabei mithilfe von konzentrierender Solarthermie (Concentrated solar power - CSP) erzeugt (REN21, 2020). Die größten Kapazitäten sind dabei in Spanien, USA und China zu finden.

Die beiden häufigsten Formen von CSP sind dabei Turmkraftwerke (Abbildung 1.1a) und Parabolrinnenkraftwerke (Abbildung 1.1b). Bei einem Turmkraftwerk fokussieren die um den Solarturm herum angeordneten Spiegel einen Punkt an der Spitze des Turmes. An diesem Punkt befindet sich ein Rohr, das von einem Thermoöl oder Salzschnmelze durchflossen und durch die Solarkraft dabei erhitzt wird. Bei einem Parabolrinnenkraftwerk wird das Sonnenlicht entlang einer Linie im Brennpunkt des Reflektors fokussiert, in dem ein Absorberrohr angebracht ist, das von einem Wärmeträgerfluid durchflossen wird. Mit Hilfe eines Wärmetauschers und einer herkömmlichen Dampfturbine kann dann daraus Strom gewonnen werden.



(a) Turmkraftwerk



(b) Parabolrinnenkraftwerk

Abbildung 1.1: Beispiele für CSP Kraftwerke

Copyright © 2020: DLR/Ernsting

CSP bietet im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik einige Vorteile. Aufgrund der Tatsache, dass nicht direkt elektrische Energie, sondern Hitze erzeugt wird, kann das Kraftwerk nicht nur zur Erzeugung von Strom, sondern auch zum Heizen

oder in industriellen Prozessen zur Trocknung verwendet werden. Der entscheidende Unterschied liegt aber in der Möglichkeit, die Energie mithilfe von flüssigem Salz in Salztanks kostengünstig (im Vergleich zu Lithium-Ionen-Akkumulatoren) zu speichern. Dadurch können nicht nur Schwankungen ausgeglichen, sondern auch der Kraftwerksbetrieb über Nacht gesichert werden. Somit ist ein CSP Kraftwerk ein Grundlastkraftwerk, dass unabhängig von der Einstrahlung die gerade benötigte Menge an Energie liefern kann.

### 1.1 Problemstellung

In dieser Arbeit wird die Regelung der Pumpe für das Wärmeträgerfluid in einem Parabolrinnenkraftwerk behandelt. Über fest eingestellte Drosselventile wird das Fluid gleichmäßig in alle Kollektoren verteilt. Bisher wird in bereits gebauten Kraftwerken der Massenstrom, der von der Pumpe ausgegeben werden soll, manuell von einem Solarfeldbediener eingestellt. Somit ist der erwirtschaftete Ertrag des Kraftwerks abhängig von der Erfahrung des Bedieners. Zudem sollen durch die automatische Regelung die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde gesenkt werden, die mit durchschnittlich 0,182 USD / kWh (ohne Israel), verglichen mit 0,068 USD / kWh aus Photovoltaik relativ hoch sind (IRENA, [2020](#)).

Die Herausforderung bei der Regelung ist die ungleichmäßige Einstrahlung, die vor allem durch Wolken hervorgerufen wird. Dabei kann es bei beschatteten Kollektoren zu einer Unterkühlung und bei unbeschatteten Kollektoren zu einer Überhitzung des Wärmeträgerfluids kommen, wobei durch letztere Notfalldefokussierungen zum Schutz der Komponenten verursacht werden können. Dadurch kann im Solarfeld weniger Energie aufgenommen werden und gleichzeitig hat die Dampfturbine durch die niedrigere Temperatur einen geringeren Wirkungsgrad. Der Regler muss somit nicht nur für die Einhaltung der eingestellten Temperatur des Wärmeträgerfluids am Feldausgang, sondern auch für eine möglichst hohe Fokusrate der Kollektoren sorgen.

### 1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist zum einen die Anpassung der Reglerausgangsgröße der in vorherigen Arbeiten entwickelten Regler auf den Massenstrom. Hierdurch soll die Regelung generisch auf andere Kraftwerke angewendet werden können. Dies liegt daran, dass bei der Berechnung für den Wärmestrom, der durch die Absorberrohre übertragen wird, nicht der Pumpendruck, sondern der daraus resultierende Massenstrom die entscheidende Berechnungsgröße darstellt. Zum anderen wird untersucht, ob und wie die Vorhersage der Bewölkungssituation die Regelung des Massenstroms verbessern kann.

Zum Abschluss wird die Reaktion der entwickelten Regelung auf verschiedene Störeinflüsse überprüft. Hierzu wird getestet, ob die Regelung gegen Unterschiede zwischen der gemessenen Einstrahlung und den im Solarfeld vorherrschenden Bedingungen robust ist. Außerdem wird überprüft, ob der Regler bei Verschmutzung der Kollektoren weiterhin zufriedenstellend funktioniert. Zudem wird die für den Massenstrom entwickelte Regelung auf ein anderes Kraftwerk angewandt, um zu überprüfen, ob die entwickelte Regelung generisch auf andere Kraftwerke angewendet werden kann.

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 behandelt den aktuellen Stand der Technik. Dabei wird in Abschnitt 2.1 auf den Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks und die Berechnung des Ertrags eingegangen. In Abschnitt 2.2 wird erklärt, wie die zur Simulation und Regelung benutzten Strahlungskarten erfasst und berechnet werden. Abschnitt 2.3 behandelt die Simulationsumgebung Virtual Solar Field und Abschnitt 2.4 die von Noureldin (2018) und Schlichtling (2018) entwickelte Regelung für den Pumpendruck.

In Kapitel 3 werden die Regler zur Regelung des Massenstroms angepasst. Hierfür wird in Abschnitt 3.1 im ersten Schritt die Regelung nach Matlab migriert. Im Anschluss wird in Abschnitt 3.2 die Berechnung der adaptiven Parameter für die Regelung des Massenstroms aufgezeigt und in Abschnitt 3.3 ein PI-Regler für den Pumpendruck in Virtual Solar Field integriert. Abschließend wird in Abschnitt 3.4 die neue Regelung mit der für den Pumpendruck verglichen und in Abschnitt 3.5 ein Fazit über die Anpassung gezogen.

Zur Einbindung der Vorhersagen wird in Kapitel 4 zuerst die in Abschnitt 4.1 beschriebene Systemanalyse zur Ermittlung des Zeitraumes, in der die Vorhersage genutzt werden soll, durchgeführt. Die hieraus resultierende Zeitdifferenz wird dann in Abschnitt 4.2 mit verschiedenen Methoden getestet und in Abschnitt 4.3 hierüber ein Resümee gezogen.

Abschließend wird in Kapitel 5 die Robustheit der Regelung untersucht. Hierfür wird in Abschnitt 5.1 auf die Auswirkungen auf die Regelung bei Unterschieden in der gemessenen Einstrahlung und den auf dem Solarfeld vorherrschenden Bedingungen eingegangen. Anschließend wird in Abschnitt 5.2 untersucht, ob bei Verschmutzung der Kollektoren Probleme auftreten. Zuletzt wird in Abschnitt 5.3 überprüft, ob der für die Regelung entwickelte Ansatz auch auf andere Kraftwerke angewandt werden kann.

## 2 Stand der Technik

Dieses Kapitel befasst sich mit dem Aufbau und den aktuellen Regelungskonzepten von Parabolrinnenkraftwerken. Zu Beginn wird die Funktionsweise solcher aufgezeigt. Die Bewölkung wird mit Hilfe sogenannter Strahlungskarten dargestellt. Es wird beschrieben, wie diese erstellt werden. Zur Simulation wird das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) entwickelte Tool Virtual Solar Field (VSF) verwendet. Zuletzt werden die aktuell implementierten Regelungen für das Solarfeld beschrieben und dargestellt.

### 2.1 Parabolrinnenkraftwerke

Ein Parabolrinnenkraftwerk besteht, wie in Abbildung 2.1 dargestellt, im Wesentlichen aus dem Solarfeld, einem Speichersystem und dem Powerblock. Auf die Funktionsweise eines Parabolrinnenkollektors wird in Unterabschnitt 2.1.1 näher eingegangen. Der typische Aufbau des Kraftwerkes und Layout des Solarfeldes wird in Unterabschnitt 2.1.2 beschrieben. Zuletzt wird in Unterabschnitt 2.1.3 die Berechnung des Ertrags für ein Parabolrinnenkraftwerk betrachtet. Mit dieser Berechnung wird das Speichersystem und der Powerblock nachgebildet, die in dieser Arbeit nur eine Nebenrolle spielen.

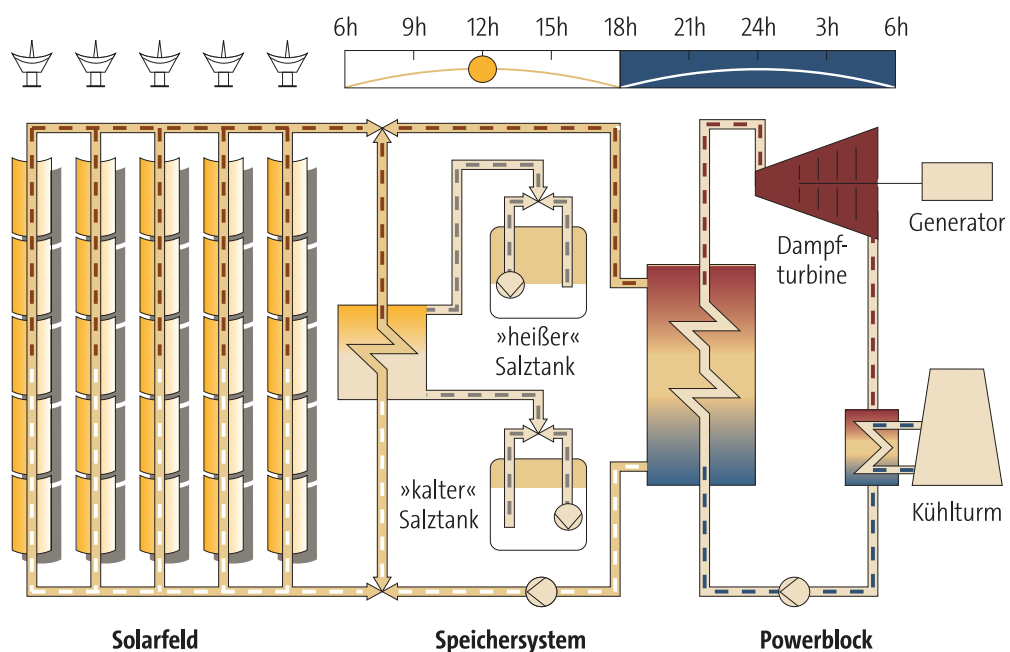
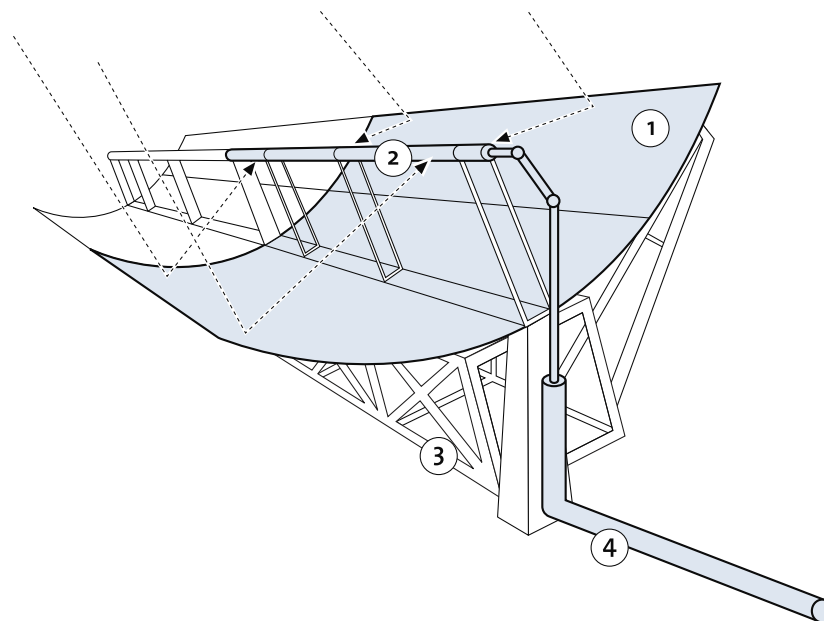


Abbildung 2.1: Aufbau eines Parabolrinnenkraftwerks (Solar Millennium, [2011](#))

### 2.1.1 Parabolrinnenkollektoren

In Abbildung 2.2 ist ein Parabolrinnenkollektor des Solarfeldes dargestellt. Die Solarstrahlung wird dabei von den parabelförmigen Spiegeln ① reflektiert und auf das Absorberrohr ② im Brennpunkt konzentriert. Hierbei kann jedoch nur die direkte normale Strahlung (Direct Normal Irradiance - DNI) der Sonne verwendet werden, da nur diese zielgerichtet auf das Absorberrohr trifft. Die Berechnung des DNI wird in Abschnitt 2.2 erläutert. Um eine möglichst hohe Ausbeute der Sonnenstrahlung zu erreichen, werden die Kollektoren der Kraftwerke in Äquatornähe entlang der Nord-Süd Achse ausgerichtet und dem Sonnenstand nachgeführt. Hierzu wird für jede Reihe von miteinander verbundenen Parabolrinnenkollektoren (Solar Collector Assembly - SCA) ein Stellmotor verbaut.



① Reflektor, ② Absorberrohr, ③ Metallstruktur, ④ Solarfeldverrohrung

Abbildung 2.2: Darstellung eines Parabolrinnenkollektor (Solar Millennium, [2011](#))

Die Absorberrohre der Parabolrinnenkollektoren werden von einer Wärmeträgerflüssigkeit (Heat Transfer Fluid - HTF) durchflossen. Meist wird hier ein herkömmliches Thermoöl verwendet, welches jedoch, neben dem Nachteil einer hohen Toxizität, maximal auf 400 °C erhitzt werden darf, wodurch die mögliche Leistungsabgabe an die Turbine begrenzt wird. Bei Überschreitung der Höchsttemperatur werden die Kollektoren defokussiert, um Beschädigungen an der Anlage und Degradierung des HTF aufgrund von zunehmendem Cracking sowie einen steigenden Wasserstoffanteil zu verhindern (Chiarappa et al., [2012](#)). Alternativ können auch Silikonöle verwendet werden, die jedoch durch die höhere Viskosität eine höhere Pumpenleistung benötigen (Jung et al., [2015](#)). Eine weitere Ertragssteigerung kann durch den Einsatz von flüssigem Salz erreicht werden, jedoch stellt die Gefrieretemperatur von 150 °C eine Herausforderung dar (Wittmann et al., [2012](#)).

## Wirkungsgrade bei der Energieumwandlung

Der Umwandlungsprozess der Sonnenenergie zur Erhitzung des HTF weist sowohl thermische als auch optische Verluste auf. Diese sind im Sankey-Diagramm in Abbildung 2.3 dargestellt. Der optische Wirkungsgrad  $\eta_{opt}$  bildet mit dem thermischen Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  den Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{field} = \eta_{opt} \cdot \eta_{th}$ . Die thermischen Verluste beschränken sich auf konvektive Wärmeverluste und Strahlungswärmeverluste, wobei letztere den Hauptteil der Verluste bilden (Schlichtling, 2018). Die optischen Verluste bestehen dagegen aus:

- Kosinus Effekt: Durch die einachsige Nachführung des Kollektors nach dem Sonnenstand entsteht ein Winkel, um den der Kollektor rotiert werden müsste, um diesen normal zur einfallenden Strahlung auszurichten. Der Kosinus dieses Winkels bestimmt das Ausmaß der Verluste aufgrund ungenutzter Strahlung.
- Incidence angle modifier (IAM): Winkelkorrekturfaktor, der aufgrund von sonnenstand-sabhängigen Schatten der Komponenten auf die Reflektoren benötigt wird.
- Beschattung: Komponenten des Kollektors können die reflektierte Strahlung blocken.
- Endverluste: Seitlich auf den Reflektor auftreffende Strahlung wird nicht auf das Absorberrohr, sondern über dieses hinaus reflektiert.
- Sauberkeit: Aufgrund von Verschmutzung der Reflektoren sinkt der Wirkungsgrad.
- Transmission: Das Absorberrohr nimmt nur einen Teil der auftreffenden Strahlung auf.
- Absorption: Absorptionsverluste am Absorberrohr beim Aufnehmen der Strahlung.

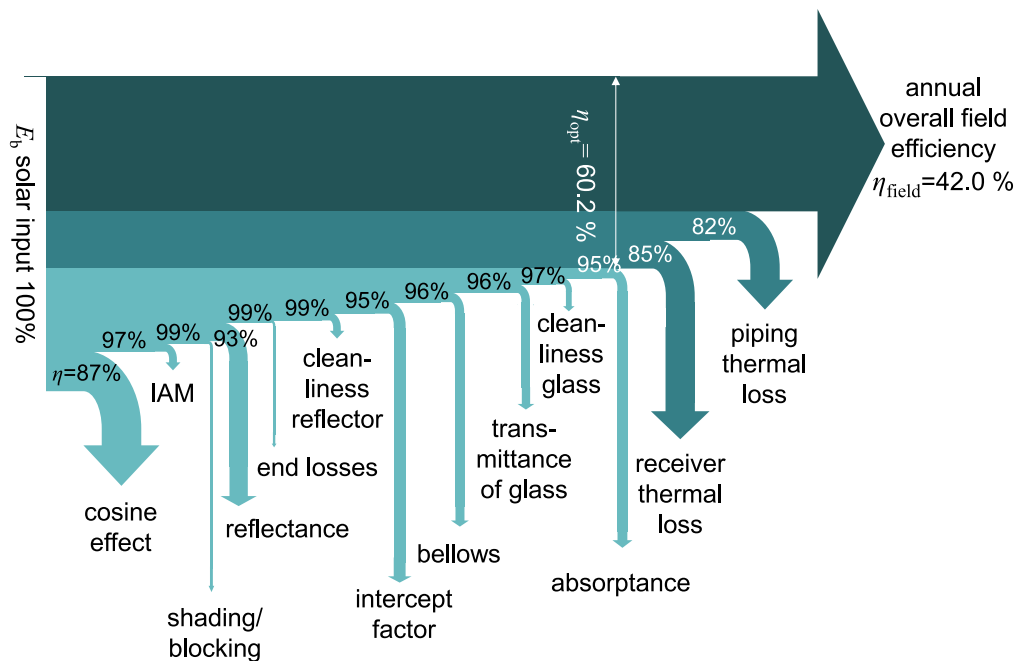


Abbildung 2.3: Sankey-Diagramm zur Beschreibung der Energieumwandlung eines Parabolrinnenkraftwerks (Janotte, 2012)

### 2.1.2 Aufbau und Funktionsweise

Im Gegensatz zu dem in Abbildung 2.1 dargestellten Solarfeld besteht dieses in der Regel aus vier Subfields mit ähnlicher Anzahl an Loops (in Reihe geschaltete SCAs). Die Subfields sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Das gesamte HTF wird dabei von einer einzigen Pumpe in die vier Subfields verteilt. Damit alle Loops ein möglichst gleicher Massenstrom  $\dot{m}$  durchströmt werden, sind nach jedem Knoten Drosselventile verbaut. Diese werden mehrmals pro Jahr manuell eingestellt. Die Rohre, die das HTF von den Subfields zu- und abtransportieren, werden Header genannt.

Die erhitzte Wärmeträgerflüssigkeit wird zusammengeführt und kann dann zur Energieerzeugung oder zur Speicherung der Wärme in Flüssigsalztanks verwendet werden. Mithilfe dieser Speichermethode können Schwankungen ausgeglichen und die Energieversorgung auch nachts gewährleistet werden. Zur Stromerzeugung wird das HTF, wie in Abbildung 2.1 dargestellt, in einen Wärmetauscher geleitet, wodurch Wasser zu überhitztem Dampf erwärmt wird. Damit kann dann eine herkömmliche Dampfturbine angetrieben werden. Anschließend wird der Dampf in einem Kühlturm abgekühlt.

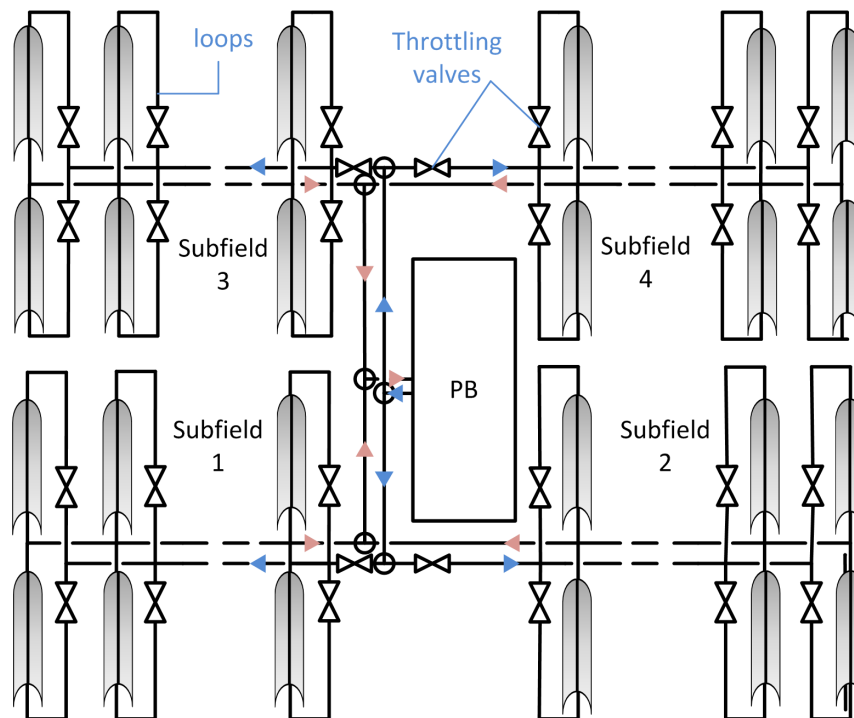


Abbildung 2.4: Schematisches Layout eines Parabolrinnenkraftwerks (Noureldin, 2018)

In dieser Arbeit wird nur die Energieaufnahme durch das Solarfeld behandelt. Die Komponenten im Speichersystem und Powerblock werden nicht bzw. nur vereinfacht betrachtet (siehe Unterabschnitt 2.1.3). Im Folgenden wird das Kraftwerk, an dem die Simulationen und Berechnung in dieser Arbeit durchgeführt werden, vorgestellt.



### La Africana

Bei dem betrachteten Kraftwerk in dieser Arbeit handelt es sich um das *La Africana* Kraftwerk in Córdoba, Spanien. In Abbildung 2.5 ist ein Satellitenbild der Anlage dargestellt. Dieses ist seit November 2012 in Betrieb und hat eine maximale elektrische Leistung von 50 Megawatt. Auf einer Fläche von 550.000 m<sup>2</sup> sind 168 Loops á 4 SCAs mit jeweils 150 m Länge verbaut. Die Länge eines Loops beträgt somit 600 m. Das Solarfeld ist in 4 Subfields mit 45, 39, 40 und 44 Loops unterteilt. Als Absorberrohre werden SCHOTT PTR®70 und als Wärmeträgerflüssigkeit DOWTHERM™ eingesetzt (Noureldin, 2018). Die nominale Eingangstemperatur beträgt 293 °C und die nominale Ausgangstemperatur 393 °C. Zudem sind zwei Salztanks mit einer Kapazität von 7,5 Stunden Vollast integriert. (National Renewable Energy Laboratory, 2020a)



Abbildung 2.5: Satellitenaufnahme von La Africana in Córdoba, Spanien  
[Map data: Google, Inst. Geogr. Nacional]



### 2.1.3 Berechnung des Ertrags

Der theoretisch maximal mögliche Ertrag  $R_{th}$  beschreibt den Betrieb des Kraftwerks bei dem die nominale Ausgangstemperatur genau gehalten werden kann, ohne dass eine Defokussierung der Kollektoren auftritt und thermische Verluste vernachlässigbar gering sind und kann zu

$$R_{th} = \eta_{PB,a} \cdot \text{LCoE} \cdot \sum_{SCA} \int [G_{eff} \eta_{opt} w_{ap} l]_{SCA} dt \quad (2.1)$$

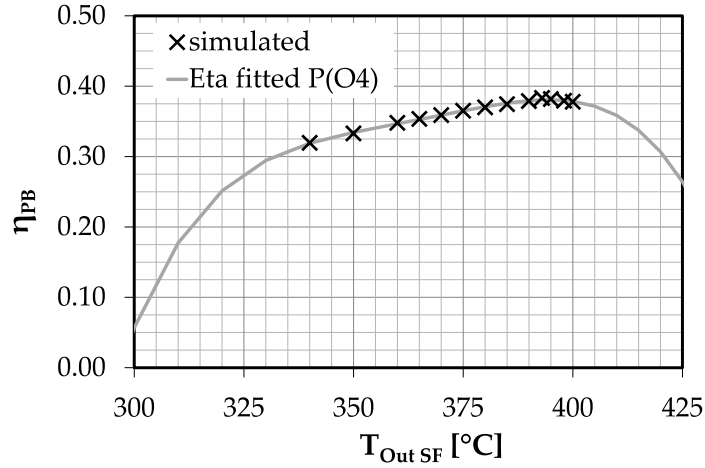
berechnet werden. Dabei beschreiben  $\eta_{PB,a}$  den Wirkungsgrad des Powerblocks und LCoE (Levelized Cost of Electricity) die Stromgestehungskosten, die durchschnittlich über ein Jahr vorherrschen. Der Wirkungsgrad  $\eta_{PB,a}$  wird aus dem Verhältnis  $\frac{E_a}{Q_{PB,a}}$  berechnet, wobei  $E_a$  und  $Q_{PB,a}$  die jährlich erzeugte elektrische Energie und die thermische Energie, die in den Powerblock fließt sind. Diese beiden Werte können mithilfe des am DLR entwickelten Tools greenius (Dersch, 2020) für das Kraftwerk La Africana berechnet und auf die Werte  $\eta_{PB,a} = 0,25$  und  $\text{LCoE} = 192,5 \text{ €/MWh}$  festgelegt werden (Noureldin, 2018).  $G_{eff}$  ist die effektive direkte normale Strahlung, die auf das Absorberrohr auftrifft,  $\eta_{opt}$  der optische Wirkungsgrad,  $w_{ap}$  die Breite eines Parabolrinnenkollektors und  $l$  die Länge der Parabolrinnenkollektoren, jeweils bezogen auf ein SCA.

Überschreitet die Ausgangstemperatur des HTF die maximal zulässige Höchsttemperatur wird der Parabolrinnenkollektor defokussiert. Mit der durch die Defokussierung ungenutzten Solarenergie  $Q_{def}$  können die daraus entstehenden Einbußen berechnet werden als

$$p_{def} = Q_{def} \cdot \eta_{PB,a} \cdot \text{LCoE} . \quad (2.2)$$

Weicht die Ausgangstemperatur des Solarfeldes von der Solltemperatur ab, reduziert dies sowohl den Wirkungsgrad des Powerblocks, als auch des Wärmespeichers (Thermal energy storage - TES). Zur Ermittlung der Abweichung des reduzierten Wirkungsgrades vom Wirkungsgrad bei Solltemperatur  $\eta_{PB,T_0}$  wird in EBSILON® Professional ein Modell des Powerblocks implementiert (Noureldin, 2018). Aus dem in Abbildung 2.6 dargestellten Ergebnis kann dann der Wirkungsgrad des Powerblocks  $\eta_{PB,T}$  als Funktion Temperatur des HTF abgeleitet werden. Mit der thermischen Ausgangsenergie des Solarfeldes  $Q_{th,SF}$  können die Einbußen durch die Abweichung von der Solltemperatur berechnet werden mit

$$p_{T,PB} = Q_{th,SF} \cdot \eta_{PB,a} \cdot \left( 1 - \frac{\eta_{PB,T}}{\eta_{PB,T_0}} \right) \cdot \text{LCoE} . \quad (2.3)$$



Abbildungung 2.6: Simulationsergebnisse und Ausgleichskurve des Wirkungsgrades des Powerblocks als Funktion der Ausgangstemperatur (Noureldin, 2018)

Schließlich werden noch Einbußen aufgrund von Energieverlusten beim Speichern der Energie in den Wärmespeichern und der begrenzten Tankkapazität berechnet als

$$p_{TES} = Q_{th,SF} \cdot \eta_{PB,a} \cdot \left(1 - \frac{T - T_{in}}{T_0 - T_{in}}\right) \cdot \frac{Q_{OL,a}}{Q_{TES,a}} \cdot \text{LCoE} . \quad (2.4)$$

$T$  und  $T_{in}$  sind die Aus- und Eingangstemperatur des HTF und  $T_0$  die Solltemperatur. Das Verhältnis  $\frac{Q_{OL,a}}{Q_{TES,a}}$  repräsentiert den jährlichen, durchschnittlichen Anteil der wegen vollen Wärmespeichern vernichteten Energie. Der Wert für dieses Verhältnis kann mit Hilfe von greenius zu  $\frac{Q_{OL,a}}{Q_{TES,a}} = 0,33$  berechnet werden.

Die Ertragseinbußen können zusammengefasst werden zu

$$p_{tot} = p_{def} + p_{T,PB} + p_{TES} . \quad (2.5)$$

Da die Einbußen durch Defokussierung bereits im Integral des Ausgangswärmestroms  $\dot{Q}_{th,SF}$  enthalten sind, kann der tatsächliche Ertrag des Solarfeldes berechnet werden zu

$$R_{SF} = \eta_{PB,a} \cdot \text{LCoE} \cdot \int \dot{Q}_{th,SF} dt - (p_{T,PB} + p_{TES}) . \quad (2.6)$$

Andere Einbußen wie thermische Verluste und das Einschwingverhalten des Solarfeldes können nicht präzise ermittelt werden. Daher werden diese berechnet als

$$\text{oth.loss} = R_{SF} - p_{def} - \eta_{PB,a} \cdot \text{LCoE} \cdot \int \dot{Q}_{th,SF} dt . \quad (2.7)$$

## 2.2 Strahlungskarten

Zur Simulation und Regelung werden Orts- und Zeitaufgelöste Strahlungskarten benötigt. Ein Beispiel für eine sogenannte *DNI Karte* ist in Abbildung 2.7 dargestellt. Die schwarzen Linien darin stellen die Position der Absorberrohre für die Berechnung dar. Um die Erstellung dieser Karten nachzuvollziehen werden zuerst die Strahlungsarten, die von der Sonne auf die Erde abgestrahlt werden differenziert. Im Anschluss wird gezeigt, wie die Daten von Wolken- und Schattenkameras verarbeitet werden.

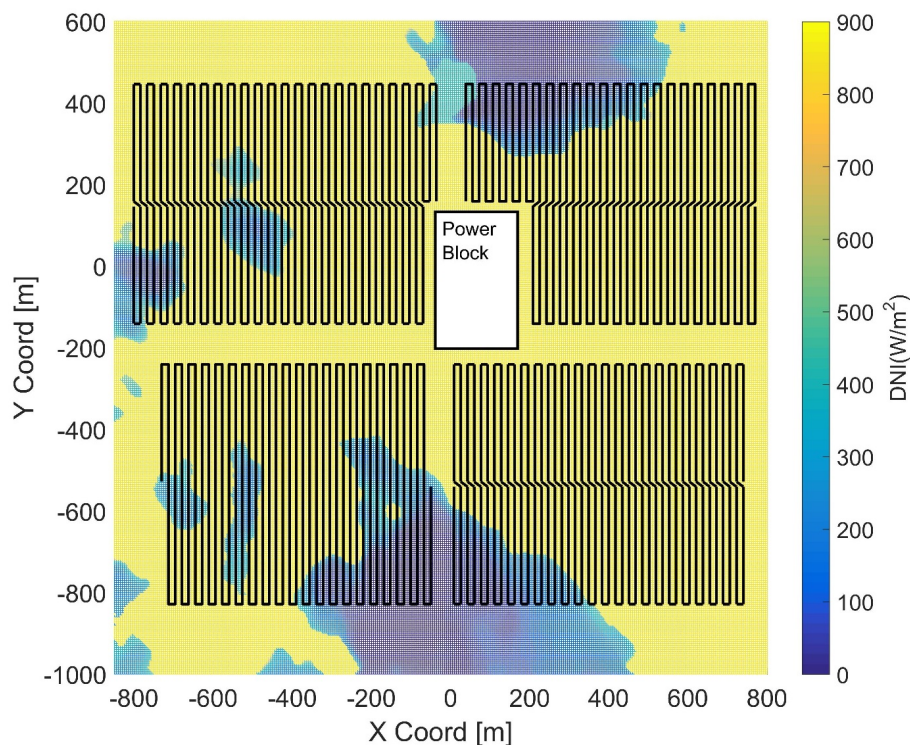


Abbildung 2.7: DNI Karte (Noureldin et al., 2017)

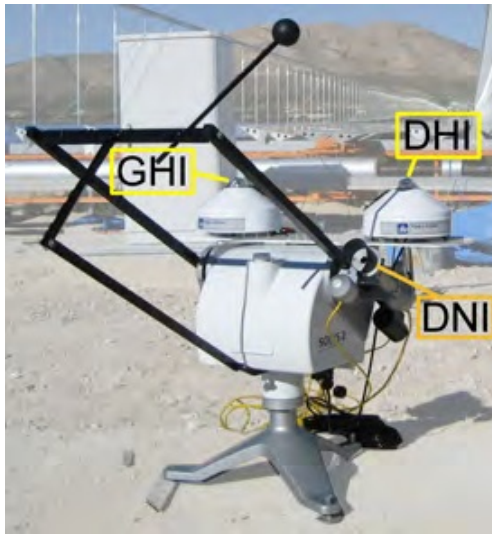
### Strahlungsarten

Die gesamte auf die Erdoberfläche auftreffende Strahlung wird Global Horizontal Irradiance (GHI) genannt und unterteilt sich in direkte, normale (DNI) und diffuse (Diffuse Horizontal Irradiance - DHI) Strahlung (Perez-Astudilloa und Bachour, 2013). Die diffuse Strahlung entsteht durch Zerstreuung, die aufgrund von Partikeln in der Atmosphäre verursacht wird. Diese Partikel können beispielsweise die Wassertröpfchen in Wolken oder Nebel sein. Der DNI beschreibt dagegen die Strahlung, die auf direktem Weg auf die Oberfläche treffen. Sonnenwärmekraftwerke können nur diesen Teil der Strahlung nutzen, da ausschließlich der DNI aus einer eindeutigen Richtung auf das Solarfeld trifft und somit in einem Punkt (Solarturmkraftwerke) bzw. einer Linie (Parabolrinnenkraftwerke) konzentriert werden kann.

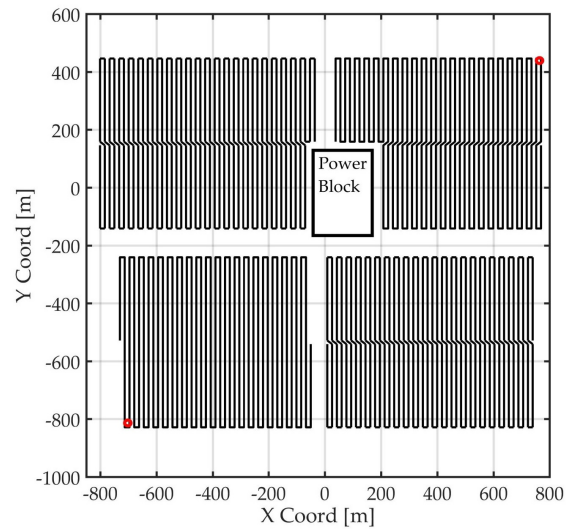
Vorüberziehende Wolkenzüge beeinflussen den DNI massiv, da diese die Strahlung absorbieren, reflektieren und zerstreuen. Ein solcher Wolkenzug ist auch in Abbildung 2.7 dargestellt. Die so entstehende räumlich und zeitlich veränderliche Beschattung des Solarfeldes führt zu einer sprunghaften Änderung des zugeführten Wärmestroms  $\dot{Q}_{sol}$  und somit zu starken Schwankungen der Feldausgangstemperatur (Schlichtling, 2018). So kann es aufgrund der räumlichen Variabilität zu einer zeitgleichen Überhitzung in dem einen und einer Unterkühlung in einem anderen Loop kommen. Diese Variabilitäten führen zu Schwankungen im Systemverhalten wodurch die Regelung erschwert wird.

## Pyrheliometer

Mit einem Pyrhemliometer, wie beispielsweise in Abbildung 2.8a an einer mobilen Strahlungsmessstation befestigt, kann der aktuelle DNI mit Hilfe einer Thermosäule gemessen werden. Dabei sind Wartung und richtige Kalibrierung entscheidend für die Genauigkeit des Ergebnisses (Janotte, 2012). Im Kraftwerk La Africana sind zwei Pyrhemliometer, dargestellt in Abbildung 2.8b durch die roten Kreise, in der nordöstlichen und südwestlichen Ecke des Solarfeldes verbaut.



(a) Mobile Strahlungsmessstation (Janotte, 2012)



(b) Positionen der Pyrhemliometer beim La Africana Kraftwerk (Noureldin, 2018)

Abbildung 2.8: Messung des DNI Wertes

## Wolkenkameras (All Sky Imager - ASI)

All Sky Imager sind im Wesentlichen Kameras mit Fischaugenobjektiv, die Richtung Himmel gerichtet sind. Zur Erstellung der DNI Karten werden mehrere ASI benötigt, die simultan Bilder aufnehmen. Hierfür müssen die Aufnahmen, wie beispielsweise in Abbildung 2.9 dargestellt, mehrere Prozessschritte durchlaufen (Wilbert et al., 2018):

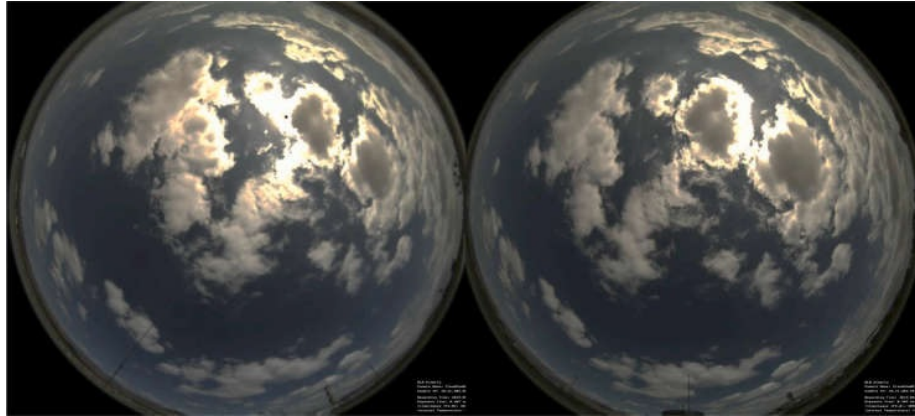


Abbildung 2.9: Beispiel für die Aufnahme zweier simultan aufgenommenen Bilder von zwei Wolkenkameras (B. Nouri et al., 2020)

1. Segmentierung der Wolken durch die Mittelwerte aus einer vierdimensionalen Clear Sky Library (Sammlung von Pixeln des klaren Himmels zu unterschiedlichen Sonnenständen und Trübungsgraden der Atmosphäre). Aufgrund des Blau-zu-Rot-Verhältnisses wird jeder Pixel der Bilder untersucht und bei Überschreitung eines Grenzwerts als Wolke eingeordnet.
2. Generierung von individuellen Wolkenmodellen durch voxel carving (Ein Voxel ist wie ein Pixel im Dreidimensionalen Raum, also ein Volumenelement mit definierten Kantenlängen und Volumen). Dabei werden, wie in Abbildung 2.10 dargestellt, die segmentierten Bilder der ASI überlagert. In der Abbildung ist ebenfalls zu erkennen, dass Wolken, die sich im nahen Bereich der Kameras befindet gut abgebildet werden, wohingegen Wolken, die weiter weg sind nicht richtig erfasst werden können.

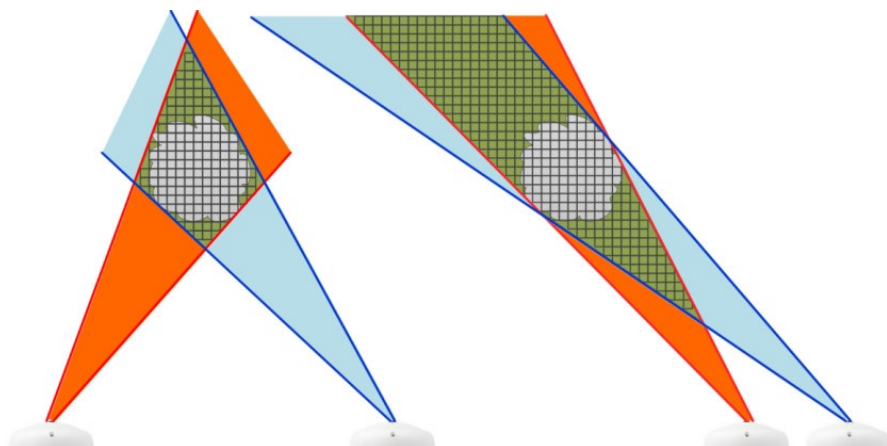


Abbildung 2.10: Vereinfachte Illustration des Voxel carving (Wilbert et al., 2018)

Durch eine Höhenermittlung können die Wolken im Voxel-Raum abgebildet werden. Dabei wird für jede Wolke eine Höhe und Dicke berechnet, wobei vertikale Unterschiede nicht berücksichtigt werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.11 dargestellt.



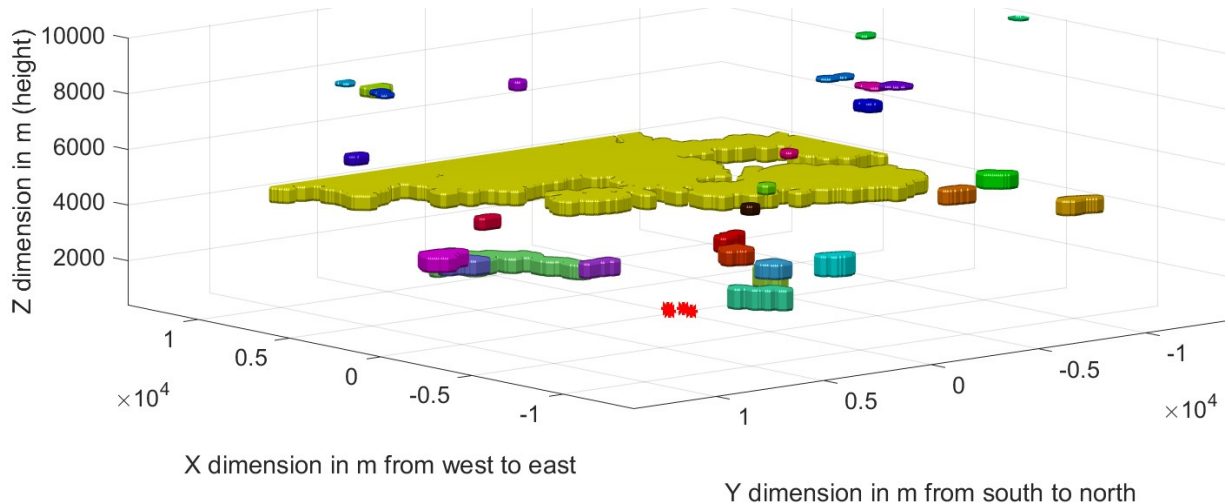


Abbildung 2.11: Voxel-Raum mit mehreren Wolken nach der Höhenermittlung (Bijan Nouri et al., 2018)

3. Mithilfe einer Kreuzkorrelation aufgrund der aktuellen und vorherigen Wolkenpositionen kann ein Richtungsvektor bestimmt werden. Damit können dann die Geschwindigkeit und Position über die Zeit ermittelt werden.
4. Vorhersagen für die Positionen der Wolken können bis zu 15 Minuten im Voraus prognostiziert werden. Obwohl der Voxel-Raum mit mehr als 20 km Kantenlänge relativ groß gewählt ist, kann es vorkommen, dass bei einer Vorhersage über 15 Minuten hinaus alle relevanten Wolken den Voxel-Raum bereits verlassen haben. Dies würde zur Vorhersage *Klarer Himmel* führen. Dies passiert vor allem bei niedrigen Sonnenständen mit schnell vorbeiziehenden Wolken. Um diesem Problem entgegenzuwirken wird ein beständiges Wolkenmuster für die maximale Vorlaufzeit von 15 Minuten angenommen.
5. Zur Erzeugung von Schattenkarten werden die Schatten der Wolken über einen Raytracing-Ansatz (zu dt. Strahlenverfolgung) auf ein topographisches Modell projiziert.
6. Aufgrund der Dicke und Höhenlage der Wolken wird ein Transmissionsgrad der einzelnen Objekte bestimmt.
7. Durch Kombination aus dem topographischen Modell mit den Schattenprojektionen, dem Transmissionsgrad und dem DNI des klaren Himmels können die räumlich aufgelösten DNI Karten erstellt werden.

## Schattenkameras und Vergleich

Zur Validierung der ASI kommen Schattenkameras (Abbildung 2.12, links) zum Einsatz. Durch Kombination mehrerer Bilder (Abbildung 2.12, rechts) und Abgleich derer mit Schattenbildern bei klarem Himmel können DNI Karten erstellt werden. Zur Berechnung dieser müssen der aktuelle DNI und DHI gemessen werden und Referenzbilder aus den letzten 60 Tagen vorliegen. (B. Nouri et al., 2020)



Abbildung 2.12: (links) Schattenkamera (rechts) 360° Bild zusammengesetzt aus Aufnahmen von sechs Schattenkameras (B. Nouri et al., 2020)

Ein Vergleich der erstellten DNI Karten ist in Abbildung 2.13 dargestellt. Für ein typisches 50 MW Parabolrinnenkraftwerk beträgt die Kantenlänge des Solarfeldes ungefähr 1400 m (ca. 2 km<sup>2</sup>). Daraus resultiert eine relative mittlere absolute Abweichung (rel. MAD) von ca. 8 % für eine Vorlaufzeit von 0 min und eine rel. MAD von 14,8 % für eine Vorlaufzeit von 15 Minuten (Bijan Nouri et al., 2018).

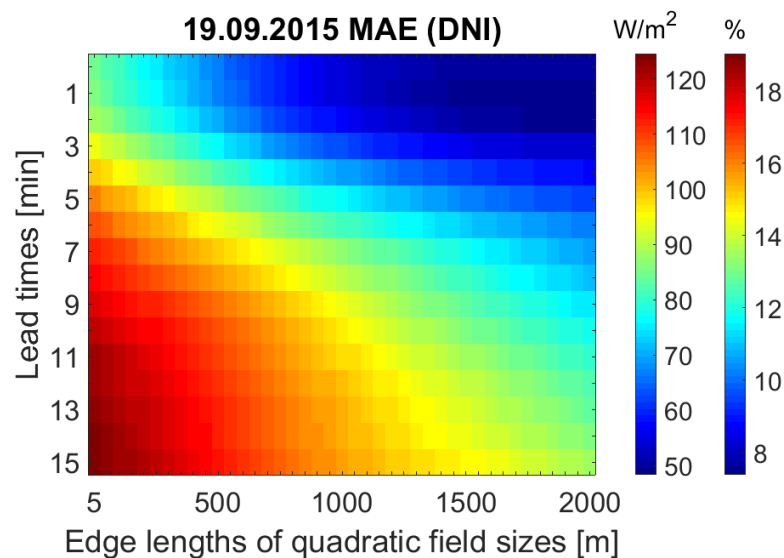


Abbildung 2.13: Mittlerer absoluter Fehler in Abhängigkeit der Vorlaufzeit und der Kantenlänge der untersuchten quadratischen Fläche (Bijan Nouri et al., 2018)

## 2.3 Virtual Solar Field

Die Software Virtual Solar Field (VSF) wurde in der Dissertation Noureldin, 2018 entwickelt. Ziel war es, eine Simulation eines Solarfeldes zu entwickeln, die jeden einzelnen Loop betrachtet, die Berechnungszeit pro Zeitschritt hierbei aber möglichst gering ist. Im Vergleich zu früheren Ansätzen, wie in Hirsch und Schenk, 2010 wurde die Software daher nicht in Modelica/Dymola entwickelt, sondern in der Programmiersprache C++. Zudem wurde in dem vorherigen Ansatz nur ein einzelner Loop mit einer einzigen Rohrleitung simuliert und auf das restliche Feld skaliert (Schenk et al., 2015). Somit wurde angenommen, dass das Solarfeld homogen bestrahlt wird, wodurch keine Ermittlung der Fokusrate möglich ist. Jedoch wird in VSF der Powerblock mit den Turbinen, dem Generator und der Frischwasserversorgung nicht mit simuliert, sondern durch die Berechnung des Ertrags in Unterabschnitt 2.1.3 angenähert.

Die Verteilung der Kollektoren und Rohrleitungen des La Africana Kraftwerkes ist in Virtual Solar Field hinterlegt und kann zur Simulation bei verschiedenen Konditionen genutzt werden. Zur Regelung mit Matlab wurde eine TCP/IP-Schnittstelle eingerichtet, mit der die aktuellen Kraftwerkskonditionen wie Feldausgangstemperatur, Fokus, Betriebszustand (Operation Mode), gemessener DNI Wert sowie der Druck und Massenstrom am Feldeingang übermittelt werden. Im gleichen Zuge können dann der einzustellende Pumpendruck bzw. Massenstrom zurückgesendet werden.

Primär werden in VSF hydraulische und thermische Differentialgleichung mithilfe des Runge-Kutta-Verfahrens 2. Ordnung gelöst. Zudem ist ein Modell der Pumpe am Solarfeld-eingang hinterlegt. Ziel der hydraulischen Simulation ist die Ermittlung des Massenstroms in den Loops zur Lösung der thermischen Gleichungen für die Kollektoren. Eine große Herausforderung stellt dabei die Abzweigungen und die damit einhergehenden Druckverluste dar. Nach Noureldin, 2018 können die Druckverluste nach der Darcy-Weisbach-Gleichung mit dem gesamten hydraulischen Widerstand  $K_p$  und dem Massenstrom  $\dot{m}$  zu

$$\Delta p_p = K_{p,total} \dot{m}^2, \quad \text{mit} \quad K_{p,total} = \frac{f l_{pipe}}{2 A_i^2 D_i \rho_f} \quad (2.8)$$

berechnet werden.  $f$  bezeichnet die Rohrreibungszahl,  $l_{pipe}$  die Länge des Rohres,  $\rho_f$  die Dichte der Wärmeträgerflüssigkeit und  $D_i$  bzw.  $A_i$  den inneren Durchmesser bzw. die innere Fläche des Rohres. Die Aufteilung des Massenstroms wird dann über den Knotenpunktsatz, dem ersten Kirchhoffschen Gesetz, zusammengefasst.

Die Differentialgleichung zur Beschreibung des thermischen Teiles sind im Wesentlichen in Noureldin, 2018 dargestellt. Diese werden aus den Energiebilanzen gebildet und sind abhängig von der Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit  $T_f$  sowie der Temperatur des Absorberrohres  $T_w$ .



$$\rho_f A_i \bar{c}_{v_f} \left( \frac{\partial T_f}{\partial t} + v_f \frac{\partial T_f}{\partial x} \right) = \dot{q}_{conv} , \quad (2.9)$$

$$\rho_w A_{CS} c_{pw} \frac{\partial T_w}{\partial t} = \dot{q}_{sol} - \dot{q}_{loss} - \dot{q}_{conv} . \quad (2.10)$$

Dabei stellen  $\rho_f$ ,  $\bar{c}_{v_f}$  und  $v_f$  die Dichte, die durchschnittliche spezifische Wärmekapazität und die Fließgeschwindigkeit des HTF dar.  $A_i$  ist die Innenfläche und  $A_{CS}$  die Querschnittsfläche des Absorberrohres. Dessen Dichte und spezifische Wärmekapazität werden mit  $\rho_w$  und  $c_{pw}$  bezeichnet. Die spezifischen Wärmeströme  $\dot{q}_{sol}$ ,  $\dot{q}_{loss}$  und  $\dot{q}_{conv}$  repräsentieren jeweils die durch Strahlung, durch thermische Verluste oder durch Konvektion zu- bzw. abgeführte Wärme.

Der durch Solarstrahlung zugeführte spezifische Wärmestrom  $\dot{q}_{sol}$  wird nach Nouredin et al., 2017 aus dem Produkt aus der effektiv wirkenden Strahlung  $G_{eff}$  (Produkt aus dem DNI, dem Winkelkorrekturfaktor IAM und dem Kosinus des Höhenwinkels der Sonne  $\varphi$ ), dem optischen Wirkungsgrad  $\eta_{opt}$ , dem Wirkungsgrad abzüglich der Endverluste  $\eta_{endloss}$ , der Breite der Spiegelfläche  $w$  sowie der Fokussierungsrate  $f_f$  bestimmt.

$$\dot{q}_{sol} = \text{DNI} \cdot \text{IAM} \cos \varphi \cdot \eta_{opt} \cdot f_f \cdot \eta_{endloss} \cdot w = G_{eff} \cdot \eta_{opt} \cdot f_f \cdot \eta_{endloss} \cdot w \quad (2.11)$$

Die Berechnung der thermischen Verluste durch die Absorberrohre wird für ein SCHOTT PTR<sup>®</sup>70, wie in Burkholder und Kutscher, 2009 dokumentiert, angegeben als

$$\dot{q}_{loss} = 0.141 \cdot T_w + 6.48 \times 10^{-9} \cdot T_w^4 . \quad (2.12)$$

Zuletzt werden in Nouredin, 2018 noch der spezifische Wärmestrom durch Konvektion zwischen dem Absorberrohr und der Wärmeträgerflüssigkeit  $\dot{q}_{conv}$  angegeben als das Produkt aus dem Wärmeübertragungskoeffizienten  $\alpha_f$ , dem inneren Umfang des Absorberrohres  $U_i = \pi D_i$  sowie der Temperaturdifferenz zwischen der Temperatur des Absorberrohres und des HTF ( $T_w - T_f$ ) und berechnet sich somit zu

$$\dot{q}_{conv} = \alpha_f \pi D_i (T_w - T_f) . \quad (2.13)$$

Abschließend kann aus den durch das Runge-Kutta-Verfahren gelösten Differentialgleichungen die Geschwindigkeitsänderung über die Kontinuitätsgleichung berechnet werden. Hierzu muss diese umgestellt werden zu

$$\frac{\partial v_f}{\partial x} = -\frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho_f}{\partial T_f} \left( \frac{\partial T_f}{\partial t} + v_f \frac{\partial T_f}{\partial x} \right) . \quad (2.14)$$

## 2.4 Aktuelle Regelung

In Unterabschnitt 2.4.1 wird die von Noureldin (2018) implementierte Regelung für das Virtual Solar Field erläutert. Diese dient für den folgenden Unterabschnitt 2.4.2 als Referenzregler und wird dementsprechend im Weiteren als *Referenzregler in VSF* bezeichnet. Schlichtling (2018) hat in seiner Masterarbeit die in Schroedter-Homscheidt et al., 2018 entwickelte zeitliche Klassifizierung mit einer räumlichen Klassifizierung geclustert, um die Regelung weiterzuentwickeln.

### 2.4.1 Regelung in Virtual Solar Field

Abhängig vom Betriebsmodus des VSF kommen verschiedene Regelungsstrategien zum Einsatz. Die Betriebsmodi werden mit *antifreeze*, *recirc*, *startup* und *normalOp* bezeichnet. Im Modus *antifreeze* wird das HTF mit dem minimal möglichen Massenstrom im Solarfeld zirkuliert, falls der aktuelle DNI oder der aktuell benötigte Massenstrom  $\dot{m}_{req}$  unter eine vorgegebene Grenze fällt. Dies verhindert eine zu starke Abkühlung der Wärmeträgerflüssigkeit bei vorübergehender vollständigen Beschattung. Zur Vermeidung häufiger Moduswechsel ist hier eine Hysterese einprogrammiert, mit der dieser Modus wieder verlassen werden kann. Sinkt die Fluidtemperatur am Powerblock unter die Eingangstemperatur am Solarfeld, wird im Modus *recirc* das HTF dem Solarfeld ohne Abgabe von Wärme im Powerblock (zum Beispiel mittels eines Bypasses) wieder zugeführt.

Sind die oben genannten Bedingungen nicht erfüllt wechselt die Regelung bis zu einer Überschreitung der durchschnittlichen Ausgangstemperatur der Subfields  $T_{out,SF}$  von 378 °C in den Modus *startup*. Anschließend wird der Pumpendruck bzw. Massenstrom in normalen Betriebsmodus *normalOp* mit dem Pumpendruckregler (siehe Abbildung 2.14) geregelt. Unterschreitet in diesem Modus  $T_{out,SF}$  die Temperatur von 372 °C wechselt das Solarfeld zurück in den Modus *startup*. Durch diese Hysterese wird verhindert, dass der Betriebsmodus zu häufig wechselt.

Um in den Modi *recirc* und *startup* eine zu starke Erhitzung des HTF zu verhindern und es dadurch zu schädigen wird hier die Erwärmung des Fluids pro Minute geregelt. Die für den Regler eingestellte Sollerwärmung pro Minute beträgt  $5 \frac{\text{K}}{\text{min}}$ . Zudem werden im *startup* alle Kollektoren voll fokussiert. Der im Folgenden aufgezeigten Pumpendruckregler und Winkelabweichungsregler werden im Modus *normalOp* eingesetzt.

## Pumpendruckregler

Der Regler für den Pumpendruck ist in Abbildung 2.14 dargestellt. Er besteht aus einer Vorsteuerung *FF loop* einem PI-Regler für den Fokus *Focus FB loop* und einem PI-Regler für die Feldausgangstemperatur *Pump PI-Controller*. Die Vorsteuerung berechnet den benötigten Massenstrom  $\dot{m}_{req}$  über eine vereinfachte Energiebilanz für das Solarfeld

$$\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss} = \dot{m}c_p(T_{SF,out} - T_{SF,in}) . \quad (2.15)$$

Die Differenz aus dem durch die Strahlung eingetragenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{sol}$  und dem Wärmestrom der thermischen Verluste  $\dot{Q}_{loss}$  ergeben den vom Fluid aufgenommen bzw. den im Wärmetauscher abgegebenen Wärmestrom.  $\dot{m}$  beschreibt den Massenstrom und  $c_p$  die spezifische Wärmekapazität des HTF. Die Aus- und Eingangstemperatur der Wärmeträgerflüssigkeit in das Solarfeld werden durch  $T_{SF,out}$  und  $T_{SF,in}$  beschrieben.

Für die Berechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  wird die Gleichung umgestellt und weiter vereinfacht. Für die spezifische Wärmekapazität  $c_p$  wird der Durchschnittswert  $\bar{c}_p$  verwendet. Die Ein- und Ausgangstemperaturen werden jeweils mit den nominalen Solltemperaturen  $T_{SF,in,nom}$  und  $T_{SF,out,nom}$  angenommen. Damit berechnet sich der benötigte Massenstrom zu

$$\dot{m}_{req} = \frac{\dot{Q}_{Sol} - \dot{Q}_{Loss}}{\bar{c}_p(T_{SF,out,nom} - T_{SF,in,nom})} . \quad (2.16)$$

Im Anschluss wird der Massenstrom noch über eine Systemkurve, die von der aktuellen durchschnittlichen Fluidtemperatur  $\bar{T}_{Field}$  abhängig ist, in einen Pumpendruck umgerechnet. Die Systemkurve ist empirisch aus dem jeweiligen System ermittelt und muss für jedes Solarfeld neu festgelegt werden.

Die Parameter der beiden PI-Regler werden nach der *first-order plus dead time* Methode ermittelt. Die proportionalen Verstärkungsfaktoren der Regler berechnen sich zu

$$K_c = \frac{1}{K_p} \frac{T_p}{\Theta_p + T_c} \quad (2.17)$$

und die Reglerausgänge jeweils zu

$$y(t) = K_c e_T(t) + \frac{K_c}{T_p} \int e_T(t) dt . \quad (2.18)$$

Zur Berechnung von  $K_c$  werden somit der proportionale Verstärkungsfaktor  $K_p$ , die Zeitkonstante  $T_p$  und die Totzeit  $\Theta_p$  der Regelstrecke benötigt.  $T_c$  ist eine Zeitkonstante des Reglers und wird aus dem Produkt der Zeitkonstante der Regelstrecke  $T_p$  und einem Faktor  $f_{T_c}$ , mit dem sich die Aggressivität des Reglers bestimmen lässt, berechnet.

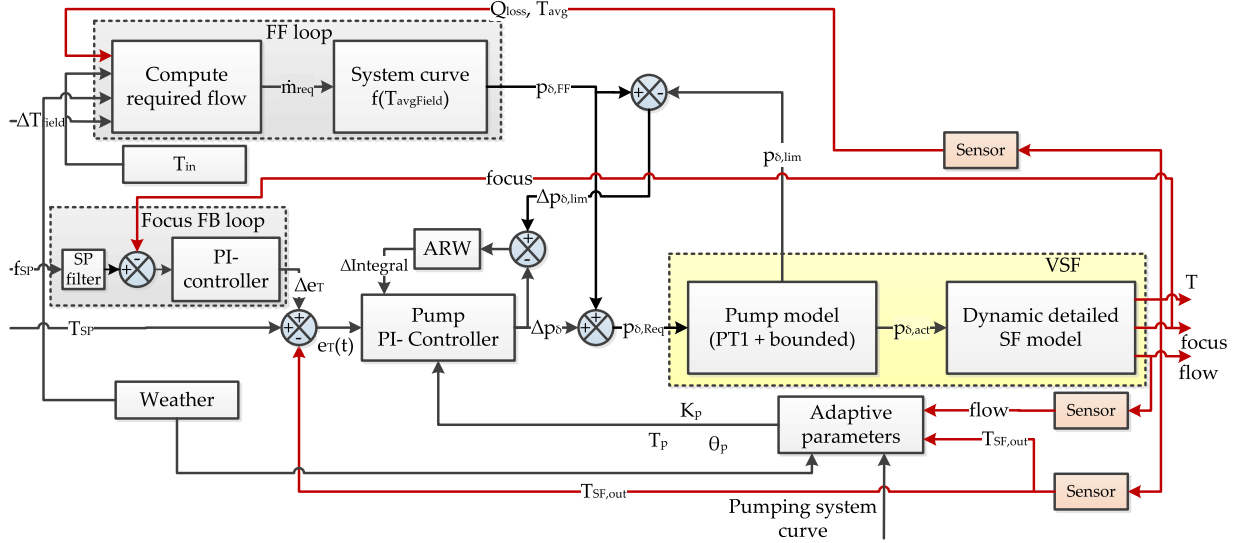


Abbildung 2.14: Schematische Darstellung des Reglers für den Pumpendruck mit VSF (Noureldin, 2018)

Die Parameter der Standardeinstellung für den PI-Regler in *Focus FB loop* betragen

$$K_p = 3 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}, \quad T_p = 160 \text{ s}, \quad \theta_p = 4 \Delta t_{ctrl}.$$

Die Zeitdifferenz  $\Delta t_{ctrl}$ , ist dabei die Zeit, die der Regler für eine Aktualisierung der Stellgröße benötigt. Der Faktor für das Reglerverhalten beträgt  $f_{T_c} = 1$ , wodurch sich für  $T_c = T_p$  ergibt. Der Ausgang des Reglers ist die Temperaturdifferenz  $\Delta e_T$ , die auf die Regeldifferenz  $e_T$  des *Pump PI-Controller* addiert wird. Dadurch berechnet sich diese zu

$$e_T(t) = T_{SP} - T_{SF,out}(t) + \Delta e_T(t). \quad (2.19)$$

Die Berechnung der adaptiven Parameter wird aus Noureldin, 2018 übernommen. Der proportionale Verstärkungsfaktor der Regelstrecke

$$K_p = -\frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss}}{\bar{c}_p \dot{m}^2 (2c_2(\bar{T}_{Field})\dot{m} + c_1(\bar{T}_{Field}))} \quad (2.20)$$

wird aus der durch die Strahlung eingetragenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{sol}$  und dem Wärmestrom der thermischen Verluste  $\dot{Q}_{loss}$  sowie die mittlere spezifische Wärmekapazität  $\bar{c}_p$  sowie des aktuellen Massenstroms im System  $\dot{m}$  berechnet. Die Parameter  $c_1(\bar{T}_{Field})$  und  $c_2(\bar{T}_{Field})$  sind die temperaturabhängigen Parameter der Systemkurve, die zur Umrechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  benötigt werden.

Die Zeitkonstante kann zu

$$T_p = \frac{\Delta H_{Field}}{\dot{Q}_{in,Field}} \times 0,6 \quad (2.21)$$

berechnet werden, wobei  $\Delta H_{Field}$  die Änderung der Enthalpie im Solarfeld und  $\dot{Q}_{in,Field} = \dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss}$  der in das Feld eingehende Wärmestrom ist. Der Korrekturfaktor 0,6 resultiert aus einem systematischen Fehler aus den Simulationsdaten.

Die Totzeit wird aus der kürzesten Zeit, die das HTF benötigt um vom Powerblock in das Solarfeld zu fließen, berechnet. Diese Zeit wird durch den Quotienten aus der Länge des jeweiligen Headers  $l_{header}$  und der Fließgeschwindigkeit der Wärmeträgerflüssigkeit  $v_{header}$  berechnet. Addiert man dazu die Zeit  $\Delta t_{ctrl}$ , die der Regler für eine Aktualisierung der Stellgröße benötigt wird, erhält man für die Totzeit

$$\theta_p = \min \left( \frac{l_{header}}{v_{header}} \right) + \Delta t_{ctrl} . \quad (2.22)$$

Zudem verfügt der Pumpendruckregler über einen Anti-Reset-Windup. Dieser ist notwendig, da sowohl der Ausgang der PI-Regler als auch die Regelstrecke (durch die Pumpe) begrenzt wird bzw. ist. Beim *Pump PI-Controller* beträgt diese Begrenzung  $\pm 3,5$  bar und bei der *Focus FB loop* ist die Höhe der Begrenzung abhängig Fehler  $e_f$  und beträgt maximal  $\pm 12$  °C.

## Winkelabweichungsregler

Jeder einzelne SCA ist mit einer Regelung, dargestellt in Abbildung 2.15, für die Winkelabweichung von der optimalen Ausrichtung zur Sonne ausgestattet. Dabei wird in Abhängigkeit von der Eingangstemperatur  $T_{in}$  über lineare Interpolation ein Temperatur-Sollwert  $T_{SP,OK}$  berechnet. Durch Abzug der Temperatur in der Mitte eines SCAs  $T_{SCA}$  ergibt sich die Regeldifferenz  $e_T$ . Zudem wurde für jedes der vier SCAs in einem Loop eine Maximaltemperatur  $T_{max}$  definiert, die, falls die Loopausgangstemperatur  $T_{loop,out}$  die maximal zulässige Temperatur des Fluids überschreitet, die Kollektoren Notfalldefokussiert.

### 2.4.2 Klassenspezifische Regelungsstrategien

Schlichtling (2018) hat die zeitliche Klassifizierung von Schroedter-Homscheidt et al. (2018) um eine räumliche Klassifizierung erweitert und kombiniert. Durch das Zusammenfassen mehrerer Szenarien ist die Anzahl der zu unterscheidenden kombinierten Klassen auf ein überschaubares Maß reduziert worden. Im Folgenden wird erläutert, wie die jeweiligen Klassen zugeteilt und kombiniert werden.



## Räumliche Klassifizierung

Die Räumliche Klasse wird über den prozentualen Anteil der beschatteten Fläche, genannt Schattenanteil  $S_A$ , und der Durchlässigkeit der Wolken, bezeichnet als Schattenindex  $S_i$ , definiert. Der Schattenindex wird durch das Verhältnis aus dem DNI der beschatteten Fläche  $DNI_{BF}$  und dem DNI bei klarem Himmel  $DNI_{Clear}$  berechnet.

$$S_i = \frac{DNI_{BF}(t)}{DNI_{Clear}(t)} \quad (2.24)$$

Die daraus festgelegte Einteilung ist qualitativ in Tabelle 2.2 aufgelistet und in Abbildung A.2 ein Beispiel für eine entsprechende räumliche Klassifizierung aufgezeigt.

Tabelle 2.2: Räumliche Klassen (Schlichtling, 2018)

Klasse	Bezeichnung	Beschreibung
CS	Clearsky	Keine Schatten
HS	Helle Schatten	nur Helle Schatten
KS	Kleine Schatten	< 60 % beschattet
GS	Große Schatten	> 60 % beschattet
SO	Starker Overcast	Nur Schatten

## Kombination der Klassen

Da durch das Zusammenführen aus den acht zeitlichen und fünf räumlichen Klassen 40 verschiedene Kombinationen möglich wären, hat Schlichtling (2018) diese in sieben Gruppen unterteilt. Diese Gruppierung ist in Tabelle 2.3 aufgelistet. Im Paper von B. Nouri et al. (2020) wurde diese Gruppierung adaptiert und in eine neue Nummerierung überführt.

Tabelle 2.3: Kombinierte Klassen (Schlichtling, 2018; B. Nouri et al., 2020)

Klasse Schlichtling	Klasse Nouri	Räumliche Klasse	Zeitliche Klasse
1	1	Clearsky	irrelevant
2	2	Helle Schatten	irrelevant
3.1	3	Kleine Schatten	$\neq 4$
3.2	6	Kleine Schatten	4
4.1	4	Große Schatten	$\neq 4, 6$
4.2	7	Große Schatten	4, 6
5	5	Starker Overcast	irrelevant

Für die jeweilige gruppierte Klasse hat Schlichtling (2018) verschiedene Reglerverhalten und für den Winkelabweichungsregler unterschiedliche Parametersätze festgelegt. Dabei sind zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt worden: Ein Regler mit dem Ziel Regelgüte (Ausgangstemperatur des Solarfeldes) und ein Regler mit dem Ziel Fokusrate. Die Parameter für die jeweiligen Regler sind in Abschnitt A.2 aufgelistet. Diese wurden jeweils auf die Verringerung der Regelabweichung, dem Ertrag, dem Wärmestrom, dem Fokus, der Verringerung der Notfalldefokussierungen und der Schwingung der Temperatur getestet. Es wurde gezeigt, dass in Bezug auf den Referenzregler in VSF die beiden Regler in allen Kategorien eine Verbesserung herbeiführen.



## 3 Massenstromregler

Im aktuellen Regelungsentwurf ist die Eingangsgröße des Virtual Solar Field und damit auch die Reglerausgangsgröße des Temperaturreglers der Pumpendruck  $p_{\delta,Req}$ . Um die Regelung generisch auf andere Parabolrinnenkraftwerke anwenden zu können, muss der Massenstrom als Eingangsgröße vorgegeben werden. Daher ist die Anpassung der Berechnung der adaptiven Parameter des Temperaturreglers und die Implementierung eines Reglers in Virtual Solar Field notwendig.

### 3.1 Einbindung in Matlab

Bisher sind die in Abschnitt 2.4 beschriebenen Regler in Virtual Solar Field hinterlegt. Zur besseren Einstellbarkeit werden die Regler aus VSF in Matlab implementiert. Es werden der Referenzregler (Regelung anhand des DNI Wertes der Pyrheliometer), der Erweiterte Referenzregler (Regelung anhand des DNI Wertes aus dem Durchschnitt der DNI Karten der Wolkenkameras), der Regler mit dem Ziel Regelgüte und der Regler mit dem Ziel Fokusrate (Erweiterte Referenzregler mit verschiedenen Einstellungen für die Aggressivität in Abhängigkeit von der aktuellen Bewölkungssituation) übertragen. Dabei werden die Sensordaten über eine TCP/IP Schnittstelle, die in einem realen Kraftwerk auch zur Verfügung stehen, übermittelt. Es werden die durchschnittliche Ausgangstemperatur der Solarfelder  $T_{SF,out}$  in °C, die Fokusrate in Prozent, der von den Pyrheliometern gemessenen DNI in  $W/m^2$ , der Betriebsmodus und der Massenstrom  $\dot{m}_{in}$  in kg/s sowie der Pumpendruck  $p_{in}$  in Pa am Feldeingang zum jeweils aktuellen Zeitpunkt übermittelt. Matlab sendet daraufhin den einzustellenden Pumpendruck  $p_{\delta,Req}$  in Pa bzw. mit der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Änderung den einzustellenden Massenstrom  $\dot{m}_{\delta,Req}$  in kg/s zurück.

Aufgrund der Tatsache, dass nun nicht mehr alle Informationen der Simulation (wie beispielsweise der aktuelle Wärmestrom durch thermische Verluste  $\dot{Q}_{loss}$ ) für die Regelung zur Verfügung stehen, müssen die Berechnungen des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  sowie der adaptiven Parameter  $K_p$ ,  $T_p$  und  $\theta_p$  angepasst werden. So wird beispielsweise der Wärmestrom, der aus den thermischen Verlusten resultiert  $\dot{Q}_{loss}$  durch einen Durchschnittswert ersetzt. Die prinzipiellen Ansätze und Berechnungen müssen nicht geändert werden. Zudem wird der Zeitabstand  $\Delta t_{ctrl}$  in dem der Regler aufgerufen wird von 2 Sekunden auf 30 Sekunden erhöht, um die Simulation näher der Realität anzupassen. In B. Nouri et al.,

2020 wird beschrieben, dass die durchschnittliche Berechnungsdauer der DNI Karten aus den Daten der Wolkenkameras für einen Zeitstempel ungefähr 7 Sekunden beträgt. Daher werden 30 Sekunden gewählt um sicherzustellen, dass die Berechnung auf jeden Fall möglich ist. Die Zeitschrittweite zur Simulation  $\Delta t_{sim}$  beträgt weiterhin 2 Sekunden. Aufgrund der längeren Dauer, bis der Regler wieder eingreifen kann, wird dessen Aggressivität abgeschwächt. Hierfür wird die Zeitkonstante des Reglers  $T_c$  mit dem Faktor 2 multipliziert.

Zur Überprüfung der Regler werden diese mit Daten von verschiedenen Testtagen simuliert. Die Datensätze wurden ursprünglich auf der Plataforma Solar de Almería (PSA) ermittelt und im Anschluss auf die Topologie des La Africana Kraftwerks angepasst. Es stehen 30 Testtage zur Verfügung, die im Anhang in Abbildung A.3 mit dem durchschnittlichen, minimalen und maximalem DNI sowie der Klassifizierung dargestellt sind. An den Tagen 08.10.2015 (Abbildung A.3j) und 28.09.2016 (Abbildung A.3ac) sind die DNI Werte zu niedrig, um das HTF auf die notwendige Temperatur zu erwärmen, die zum Wechsel in den operativen Modus notwendig sind. Da diese Tage somit keine Aussage über das Reglerverhalten geben, werden diese aus dem Vergleich ausgeschlossen. Somit verbleiben 28 Tage, an denen die Regler mit der Simulation getestet werden können. Zudem werden die Karten nur in den Zeiträumen betrachtet, in denen der Höhenwinkel der Sonne mindestens  $12^\circ$  beträgt. Der Höhenwinkel wurde mit dem Michalsky sun algorithm (Michalsky, 1988) ermittelt. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass sowohl Schatten- als auch Wolkenkameras bei spitzeren Winkeln eine schlechtere Genauigkeit besitzen.

Die Simulation in Virtual Solar Field erfolgt mit einer initialen und nominalen Feldeingangstemperatur von  $290^\circ\text{C}$ . Die Feldausgangstemperatur beträgt initial  $390^\circ\text{C}$  und nominal  $393^\circ\text{C}$ . Die Simulationsschrittweite wird auf zwei Sekunden festgelegt. Der minimale Massenstrom beträgt  $151,2\text{ kg/s}$  und der minimale DNI, der zum Betrieb des Kraftwerks notwendig ist, wird auf  $130\text{ W/m}^2$  festgelegt. Wird einer dieser Werte unterschritten wechselt die Steuerung in den Betriebsmodus *antifreez*.

Das System wird in vier Punkten bewertet: Dem erwirtschafteten Ertrag (Revenue), der der durchschnittlichen Fokusrate (Focus), der durchschnittlichen Abweichung von der Solltemperatur (TempE) sowie der Anzahl der Notfalldefokussierungen während der Simulation (nDefocus). Zur besseren Übersichtlichkeit werden nur die relativen Abweichungen vom Referenzwert (Regler in VSF) als Boxplots mit Mittelwert und Median, sowie von Ausreißern, die außerhalb von 99,3 % der Normalverteilung liegen in Abbildung A.4 dargestellt. Ist der Referenzwert null, wird das Ergebnis auf den Wert 100 normiert.

Im Mittel zeigt sich, dass durch die Regler in Matlab etwas weniger Ertrag erwirtschaftet wird. Die Fokusrate ist zwar etwas höher, jedoch ist das HTF auch etwas kälter. Die Anzahl der Defokussierungen bleibt dagegen in etwa gleich. Die Ausreißer werden durch Änderungen im Betriebsmodus verursacht. Dies ist beispielsweise in Abbildung A.5 zu

sehen. Während der Regler in Virtual Solar Field um 11:30 Uhr knapp den Wechsel des Betriebsmodus verhindern kann, wechselt der Referenzregler in Matlab bereits hier den Modus *startup*, bei dem das Feld vollständig fokussiert ist. Dadurch ergeben sich aufgrund kleiner Schwankungen in der Feldaustgangstemperatur große Änderungen im Ergebnis.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Regler in Matlab ein ähnliches Verhalten zeigen wie die Regler in Virtual Solar Field. Die Regelung in Matlab ist etwas träger und ungenauer als die in VSF, dies ist aber aufgrund der Tatsache, dass der Regler nur noch alle 30 Sekunden, statt alle 2 Sekunden aufgerufen erwartbar. Die geringere Genauigkeit kann dadurch erklärt werden, dass nicht mehr alle Informationen der Simulation verfügbar sind und somit Annahmen bzw. Vereinfachungen getroffen werden müssen. Große Abweichungen im Ergebnis werden durch Änderungen im Betriebsmodus verursacht, wodurch der Regler keinen Einfluss mehr auf das System hat. Die Regler in Matlab können für weitere Versuche verwendet werden.

## 3.2 Bestimmung der adaptiven Reglerparameter

Um den Temperaturregler für die Abweichung vom benötigten Massenstrom  $\dot{m}_{req}$

$$\Delta \dot{m}_\delta = K_c(t) e_T(t) + \frac{K_c(t)}{T_p(t)} \int e_T(t) dt \quad \text{mit} \quad K_c = \frac{1}{K_p} \frac{T_p}{\Theta_p + T_c} \quad (3.1)$$

zu bestimmen, muss der proportionale Verstärkungsfaktor der Regelstrecke  $K_p$  in der Form  $K_p = \frac{\Delta T_{SF,out}}{\Delta \dot{m}_{\delta,Req}}$  ermittelt werden. Das Solarfeld kann vereinfacht über die in Gleichung 2.15 beschriebenen Energiebilanz

$$\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss} = \dot{m} c_p (T_{SF,out} - T_{SF,in})$$

dargestellt werden. Stellt man diese nach der Ausgangstemperatur

$$T_{SF,out} = T_{SF,in} + \frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss}}{\dot{m} c_p} \quad (3.2)$$

um und bildet die Differenz der Ausgangstemperaturen an zwei Arbeitspunkten mit unterschiedlichen Massenströmen  $\dot{m}$  und daraus resultierenden unterschiedlichen Ausgangstemperaturen  $T_{SF,out}$ , so erhält man

$$\begin{aligned} \Delta T_{SF,out} = T_{SF,out,2} - T_{SF,out,1} &= \frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss,2}}{\dot{m}_2 c_{p,2}} - \frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss,1}}{\dot{m}_1 c_{p,1}} = \\ &= \frac{(\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss,2}) \dot{m}_1 c_{p,1} - (\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss,1}) \dot{m}_2 c_{p,2}}{\dot{m}_2 c_{p,2} \dot{m}_1 c_{p,1}} . \end{aligned} \quad (3.3)$$

Die Eingangstemperatur  $T_{SF,in}$  ist dabei identisch und kompensiert sich daher. Auch der zugeführte Wärmeströme durch die Strahlung  $\dot{Q}_{sol}$  bleibt gleich. Nimmt man für  $\dot{Q}_{loss,2} \approx \dot{Q}_{loss,1} \approx \dot{Q}_{loss}$  und  $c_{p,2} \approx c_{p,1} \approx \bar{c}_p$  aufgrund kleiner Änderungen an, so erhält man

$$\Delta T_{SF,out} = -\frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss}}{\bar{c}_p \dot{m}_1 \dot{m}_2} (\dot{m}_2 - \dot{m}_1) = -\frac{\dot{Q}_{sol} - \dot{Q}_{loss}}{\bar{c}_p \dot{m}_1 \dot{m}_2} \Delta \dot{m} . \quad (3.4)$$

Mit dem aktuell am Eingang des Solarfeldes gemessenen Massenstrom  $\dot{m}_{in} = \dot{m}_1 \approx \dot{m}_2$  kann auf diese Weise der proportionale Verstärkungsfaktor der Regelstrecke

$$K_p(t) = -\frac{\dot{Q}_{sol}(t) - \dot{Q}_{loss}(t)}{\bar{c}_p \dot{m}_{in}^2(t)} \quad (3.5)$$

berechnet werden. Die Ermittlung der Zeitkonstante  $T_p$  und der Totzeit  $\Theta_p$  der Regelstrecke wird aus dem Referenzregler übernommen, da sich diese auch bei veränderter Reglerausgangsgröße des Reglers nicht verändern. Diese betragen somit entsprechend Gleichung 2.21 und Gleichung 2.22

$$T_p = \frac{\Delta H_{Field}}{\dot{Q}_{in,Field}} \times 0,6 \quad \text{sowie}$$

$$\Theta_p = \min \left( \frac{l_{header}}{v_{header}} \right) + \Delta t_{ctrl} .$$

### 3.3 Pumpenregler

Zur Umwandlung des vorgegebenen Massenstroms in den aktuellen Pumpendruck am Eingang des Solarfeldes wird ein zusätzlicher Regler benötigt. Die Pumpe wird durch ein PT1-Glied mit einer fixen Zeitkonstante nachgebildet, die nach Zunft, 2003 zu  $T_1 = 12$  s festgelegt wurde. Da die Leistung der realen Pumpe begrenzt ist wurde ein minimaler Druck  $P_{min} = 0,01$  bar und maximaler Druck  $P_{max} = 15$  bar den die Pumpe leisten kann festgelegt. Die anschließende Umrechnung im dynamischen Modell des Solarfeldes wird über eine Systemkurve, die von der aktuellen Fluidtemperatur abhängig ist realisiert.

Die Parameter des Pumpenregler wurden nach dem gleichen Prinzip wie die anderen PI-Regler im Modell ermittelt. Die Reglerausgangsgröße  $\Delta p_\delta$  berechnet sich somit zu

$$\Delta p_\delta(t) = K_c e_{\dot{m}}(t) + \frac{K_c}{T_p} \int e_{\dot{m}}(t) dt \quad \text{mit} \quad K_c = \frac{1}{K_p} \frac{T_p}{\Theta_p + T_c} \quad (3.6)$$

und der Regeldifferenz

$$e_{\dot{m}}(t) = \dot{m}_{\delta,Req}(t) - \dot{m}_{in}(t) . \quad (3.7)$$

Hierbei stellen  $K_p$ ,  $T_p$  und  $\Theta_p$  den proportionalen Verstärkungsfaktor, die Zeitkonstante und die Totzeit der Pumpe dar. Die Regelgröße  $\dot{m}_{in}$  ist der aktuelle Massenstrom im Solarfeld und Führungsgröße  $\dot{m}_{\delta,Req}$  wird aus der Summe aus dem benötigten Massenstrom  $\dot{m}_{req}$  und der Reglerausgangsgröße des Temperaturreglers  $\Delta\dot{m}_{\delta}$  berechnet. Zur besseren Veranschaulichung wurde die schematische Darstellung der Regelung aus Abbildung 2.14 aktualisiert und in Abbildung 3.1 dargestellt. Der Abgleich der Begrenzung der Pumpe erfolgt im neuen Entwurf in VSF, daher entfällt der Ausgang  $p_{\delta,lim}$ . Da auch keine Umrechnung vom benötigten Massenstrom in einen Druck notwendig ist, wird die Umrechnung anhand der Systemkurve nicht mehr benötigt. Für die Berechnung der adaptiven Parameter ist diese ebenfalls nicht mehr notwendig. Der Pumpenregler wurde in Virtual Solar Field integriert und der Regler zur Berechnung des Massenstroms *Temperatur PI-Regler* genannt, da dieser das Regelziel verfolgt, die Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit bei 393 °C zu halten.

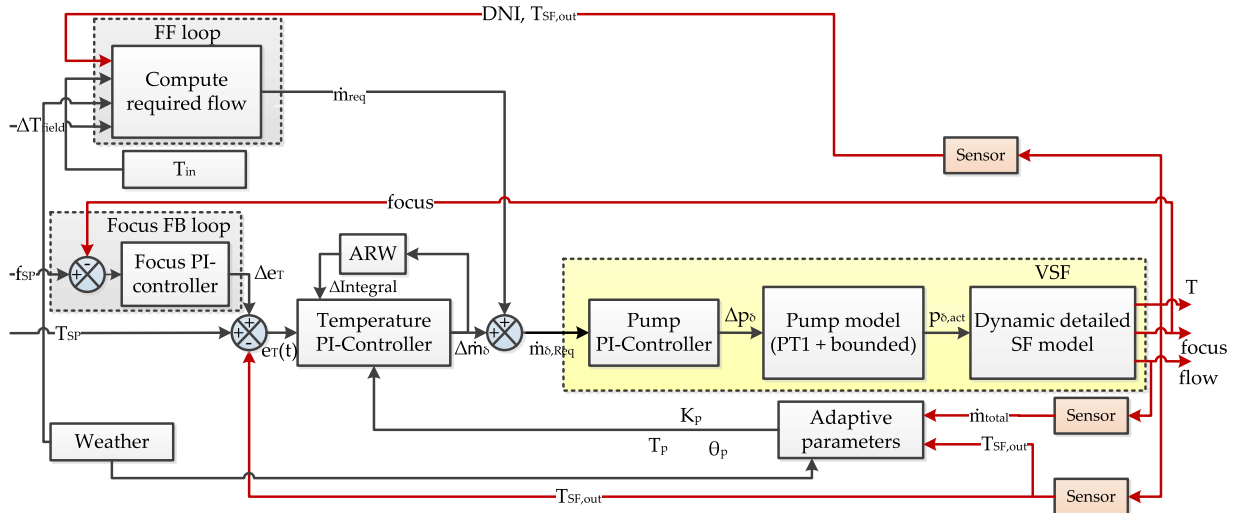


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung des Reglers für den Massenstrom mit VSF

Die Zeitkonstante  $T_p = T_1 = 12$  s der Pumpe und die Totzeit  $\Theta_p = \Delta t_{sim} = 2$  s, der Dauer die für einen Simulationsschritt benötigt wird, sind bekannt. Bei Eintritt in das Solarfeld schwankt die Temperatur der Wärmeträgerflüssigkeit nur um wenige Grad Celsius. Daher ist das Verhalten der Pumpe nicht Temperaturabhängig. Jedoch ist der Massenstrom nicht direkt proportional zum Pumpendruck, sondern besitzt noch eine quadratische Komponente. Durch die Eigenschaften eines PI-Regler kann dies jedoch ausgeglichen und daher für den proportionalen Verstärkungsfaktor  $K_p$  ein fixer Wert ermittelt werden. Der Wert wurde durch manuelles Tuning des Regler zu einem Wert von  $K_p = 0,0004$  ( $kg \cdot s^{-1}$ )/Pa mit einer Zeitkonstante des Reglers  $T_c = T_p$  festgelegt. Hierfür wurde, nachdem sich das System eingeschwungen hat, ein Sprung von  $\dot{m}_{\delta,Req} = 300$  kg/s auf  $\dot{m}_{\delta,Req} = 900$  kg/s auf das System gegeben und das Ergebnis optisch ausgewertet. Bei dieser Reglereinstellung erreicht das System nach ca. 10 Sekunden 63,2 % und nach ca. 26 Sekunden 95 % des vor-

gegebenen Massenstroms. Die Pumpe mit Regler hat somit eine etwas kürze Zeitkonstante als die Pumpe ohne Regler. Das Verhalten des Systems für unterschiedliche Werte von  $T_c$  sind in Abbildung A.6 dargestellt. Es ist erkennbar, dass der Massenstrom bei  $T_c = T_p$  nicht überschwingt, den Fehler jedoch in kurzer Zeit minimieren kann. Hervorzuheben ist noch, dass der Massenstrom in Virtual Solar Field um bis zu  $\pm 1,0 \%$  schwingt und somit nicht ganz konstant ist. Dieses Verhalten kann aber auch in realen Systemen wiedergefunden werden und ist daher nicht problematisch. Bei Aggressiverer Einstellung des Reglers wird das System jedoch zunehmend Instabil. Daher sollte eine moderate Aggressivität beibehalten werden.

### 3.4 Vergleich zum Referenzregler

Zur Überprüfung, ob der entwickelte Massenstromregler das Verhalten der Regler für den Pumpendruck in Matlab widerspiegelt, werden die Regler mit Datensätzen der 28 Testtage simuliert. Das Ergebnis ist wie beim Vergleich der Regler in Virtual Solar Field und Matlab in Abschnitt 3.1 in Form von Boxplots dargestellt. In Abbildung A.7 ist der Vergleich zwischen den Reglern für den Pumpendruck und für den Massenstrom in Matlab abgebildet. Im Mittel steigt der Ertrag um 0,1 bis 0,2 Prozent, während die Fokusrate um bis zu 0,1 Prozent absinkt. Dies ist im darin Begründet, dass der Temperaturfehler um ca. 1,5 Prozent beim Referenz- und Erweitertem Referenzregler bzw. um ca. 4 Prozent bei den Reglern mit dem Ziel Regelgüte und Fokus sinkt. Die höhere Ausgangstemperatur verursacht jedoch geringfügig mehr Notfalldefokussierungen. Diese steigen beim Referenzregler im Mittel um ca. 3 Prozent und bei den anderen Reglern um 0 bis 1 Prozent.

In den Boxplots der Regler mit dem Ziel Regelgüte und Fokus wurde das Ergebnis für den 03.06.2016 herausgefiltert, da dieser durch die Beibehaltung des operativen Modus zwischen 08:30 und 15:20 Uhr einen enormen Vorteil gegenüber den Reglern für den Pumpendruck hat. Der Verlauf der Temperatur und des Fokus ist in Abbildung A.8 dargestellt. Der Ertrag und die Anzahl der Defokussierungen sind ca. 8,5-mal höher als bei den Reglern für den Pumpendruck. Der Temperaturfehler ist in etwa 80 Prozent und die Fokusrate ist ca. 4-mal geringer.

Auch die anderen Ausreißer, wie beispielsweise die 2 Prozent Ertragssteigerung beim Regler mit dem Ziel Fokusrate am 27.09.2016 lassen sich durch Änderungen im Betriebsmodus erklären. Im Übrigen sind die Ergebnisse und Verläufe von Temperatur und Fokus sehr ähnlich. Zur Übersicht und zum Vergleich mit im Folgenden entwickelten Regelkonzepten werden die Durchschnittlichen Ergebnisse der Regler für den Massenstrom in Matlab in Tabelle 3.1 angegeben.

Tabelle 3.1: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler für den Massenstrom in Matlab

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldef.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler	52.367,66 €	371,00 °C	59.017	86,62 %
Erweiterter Referenzregler	53.158,99 €	372,61 °C	47.537	86,98 %
Regler Ziel Regelgüte	54.005,54 €	374,43 °C	41.401	87,09 %
Regler Ziel Fokusrate	53.981,62 €	374,34 °C	45.879	87,09 %

### 3.5 Fazit Massenstromregler

Es wurde ein PI-Regler für die Pumpe zur Regelung des Massenstroms implementiert. Zudem wurde eine neue Methode zur Berechnung der adaptiven Parameter für den Temperaturregler erarbeitet und getestet. Durch die Einführung eines zusätzlichen Reglers und veränderter Parameter sind kleine Änderungen im Systemverhalten erwartet worden, die sich in Tests auch bestätigt haben. Größere Änderungen in den Ergebnissen der Simulation sind auf eine Änderung des Betriebsmodus zurückzuführen. Aufgrund von kleinen Schwankungen im Reglerverhalten und somit in der Ausgangstemperatur können so eine relativ große Auswirkung haben. Der Massenstromregler verhält sich in Bezug auf den Ertrag, der Ausgangstemperatur, der Anzahl der Notfalldefokussierungen und dem Verlauf des Fokus sehr ähnlich zu den Reglern für den Pumpendruck. Die Berechnung der Adaptiven Parameter liefert ein sinnvolles Ergebnis. Daher kann der Massenstromregler als neuer Referenzregler und als Basis für weitere Entwicklungen verwendet werden.

## 4 Einbindung der Nowcastdaten

In diesem Kapitel soll ermittelt werden ob und wie die Nowcastdaten des Wolkenkamera-Systems (Abschnitt 2.2) zur Bestimmung der Reglerparameter genutzt werden können. Noureldin, 2018 hat in seiner Arbeit bereits einen ersten Versuch durch fixe Gewichtung der Nowcastwerte durchgeführt. Der Ertrag hat sich dadurch jedoch nur minimal verbessert oder verschlechtert. Noureldin stellt abschließend fest, dass nur kurzfristige Vorhersagen im Bereich weniger Minuten einen Vorteil bringen und das Thema noch weiterer Untersuchungen bedarf.

Daher wird in diesem Kapitel zuerst die Zeitdauer für die Anpassung der Feldausgangstemperatur  $T_{SF,out}$  bei einer sprunghaften Änderung des Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  sowie des auf das Solarfeld effektiv wirkenden DNI ermittelt. Zur vereinfachten Betrachtung werden hierfür konstante, homogene Einstrahlungskarten erzeugt. Die Differenz aus den beiden Zeiten soll dann zur Ermittlung einer geeigneten Strategie zur Nutzung des Nowcasts verwendet und abschließend in einem Test mit den zur Verfügung stehenden Testtagen überprüft werden. Beispielsweise wird eine Normalverteilung bzw. eine Sigmoidfunktion getestet, wodurch ein gleitender Übergang des Massenstroms erreicht wird. Durch die kontinuierliche, zeitlich versetzte Anpassung der Reglerwerte wird ein ruhigeres Verhalten des Systems, mit weniger Über- bzw. Unterschwingern der Temperatur erhofft, wodurch sich durch die verringerte Anzahl an Defokussierungen auch der Ertrag erhöht.

### 4.1 Systemanalyse

Es ist bekannt, dass die Systemparameter des Solarfeldes vom aktuellen DNI und der Temperatur des Fluids abhängig sind. Deshalb wird im ersten Schritt der Massenstrom, der zum Erreichen einer bestimmten Feldausgangstemperatur bei einem bestimmten DNI benötigt wird ermittelt. Im Anschluss wird ein Führungssprung des Massenstrom  $\dot{m}$  und ein Störsprung des DNI angelegt. Aus der Differenz der Zeiten bis zum Erreichen der Endtemperatur soll dann ermittelt werden, wie viele Minuten im Voraus das System mit dem Nowcast geregelt werden muss.



### 4.1.1 Benötigter Massenstrom

Zu Beginn wird der Massenstrom der bei den jeweiligen DNI Werten benötigt wird ermittelt. Hierfür werden DNI Karten mit konstanter Einstrahlung auf das Solarfeld erzeugt. Da bei niedrigen DNI Werten das Solarfeld empfindlicher auf kleine Änderungen reagiert wurden diese in diesem Bereich feiner aufgelöst. Der minimal benötigte DNI Wert zum Betrieb des Solarkraftwerks wurde in Abschnitt 3.1 zu  $130 \text{ W/m}^2$  festgelegt. Da es jedoch nur sehr schwer möglich ist, den operativen Betriebsmodus bei so niedrigen DNI Werten aufrecht zu erhalten, wird der minimal betrachtete Wert auf  $150 \text{ W/m}^2$  festgelegt. Der maximale DNI Wert, um das Kraftwerk zu betreiben, beträgt  $1000 \text{ W/m}^2$ . Somit werden für die Bestimmung des benötigten Massenstroms die DNI Werte 150, 160, 170, 180, 190, 200, 220, 240, 260, 280, 300, 333, 367, 400, 440, 480, 520, 560, 600, 650, 700, 750, 800, 850, 900, 950 und  $1000 \text{ W/m}^2$  betrachtet.

Die Solltemperaturen  $T_{SP}$  werden von  $378 \text{ }^\circ\text{C}$  (Temperatur zum Wechsel in den operativen Betriebsmodus, siehe Unterabschnitt 2.4.1) bis  $399 \text{ }^\circ\text{C}$  (bei  $398 \text{ }^\circ\text{C}$  beginnt die Notfaldefokussierung) in  $3 \text{ }^\circ\text{C}$  Schritten simuliert. Nach dem Einschwingen des Systems mit dem in Gleichung 2.16 berechnetem Massenstrom wird dieser alle 30 Minuten anhand der aktuell gemessenen Ausgangstemperatur des Solarfeldes  $T_{SF,out}$  durch lineare Extrapolation angepasst. Der Massenstrom  $\dot{m}$  im Schritt  $k + 1, k \in \mathbb{N}$  berechnet sich somit zu

$$\dot{m}_{k+1} = \dot{m}_k + \frac{T_{SP} - T_{SF,out}}{T_{SP}} \cdot \dot{m}_k . \quad (4.1)$$

Es sind aufgrund der Begrenzung der Pumpe nicht alle Kombinationen von Temperatur und DNI Wert, wie beispielsweise  $399 \text{ }^\circ\text{C}$  bei  $150 \text{ W/m}^2$ , erreichbar. Daher werden diese aus den weiteren Berechnungen ausgeschlossen. Da mit dieser Methode außerdem die exakte Feldausgangstemperatur nicht erreicht werden kann, wird diese mithilfe von linearer Regression in Abhängigkeit des effektiv auf das System wirkenden DNI  $G_{eff}$  und der Temperaturdifferenz  $\Delta T = T_{SF,out} - T_{SF,in}$  zu

$$\dot{m}_{in} = 543 \frac{\text{kg}}{\text{s}} + 3,21 \text{s}^2 G_{eff} - 12,7 \Delta T - 0,0168 \frac{\text{s}^2}{^\circ\text{C}} G_{eff} \Delta T + 0,0663 \frac{\text{kg}}{\text{s}^\circ\text{C}^2} \Delta T^2 \quad (4.2)$$

bestimmt. Mit den gemessenen Werten ergibt sich hieraus ein durchschnittlicher absoluter Fehler (Mean Absolut Error - MAE) von  $1,49 \text{ kg/s}$ . Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (Root Mean Square Error - RMSE) beträgt  $1,94 \text{ kg/s}$ . Somit kann die Regressionsformel für die folgenden Tests eingesetzt werden.

### 4.1.2 Führungssprung

Im nächsten Schritt soll die Zeit bis zum Erreichen der Endtemperatur des Systems bei einer sprunghaften Änderung des vorgegebenen Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  ermittelt werden. Da es sich bei dem System in erster Näherung um ein  $PT_2$ -System handelt (Schlichtling, 2018) kann nicht wie bei einem  $PT_1$ -System die Zeitkonstante bei 67,3 % des Endwerts abgelesen werden. Jedoch wird in Anlehnung an dieses Vorgehen die Zeit bis zum Erreichen einer Temperatur von 95,0 % der Endtemperatur  $t_{95}$  ermittelt. Dies hat den Hintergrund, dass die Endtemperatur nicht exakt konstant ist, sondern bis zu einem hundertstel Grad Celsius schwingt. Dies entspricht bei einem Sprung von 1 °C ca.  $\pm 1$  % der Temperaturdifferenz. Zudem erreicht das System theoretisch nie den Endwert und somit muss ein prozentualer Wert festgelegt werden. Damit die Schwankungen bei Erreichen der Endtemperatur einen möglichst geringen Einfluss hat, der prozentuale Wert jedoch möglichst nah an den 100 % liegt wurde mit 95,0 % des Endwerts ein Kompromiss gefunden. Durch die Simulationsschrittweite von 2 Sekunden beträgt die Auflösung  $\pm 2$  s.

Das Erreichen der Endtemperatur ist wie bei der Ermittlung des benötigten Massenstrom abhängig von der Fluidtemperatur und dem auf das System effektiv wirkenden DNI. Die Simulation erfolgt mit einem konstanten, homogenen DNI Wert auf alle Kollektoren. Um den Temperatureinfluss des Massenstromsprungs möglichst gering zu halten und aufgrund der stark unterschiedlichen Reaktion bei verschiedenen DNI Werten wird keine konstante Sprunghöhe gewählt. Stattdessen wird die Sprunghöhe für eine Temperatursteigerung bzw. Temperaturminderung um ca. 1 °C ermittelt.

Ein Beispiel für eine solche Auswertung ist für einen effektiven DNI bei  $G_{eff} = 300$  W/m<sup>2</sup> und einer Feldausgangstemperatur  $T_{out,SF} = 393$  °C in Abbildung 4.1 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Fluidtemperatur  $T_{out,SF}$  nach dem Einschwingvorgang konstant 393,3 °C und der effektive DNI  $G_{eff}$  konstant 300 W/m<sup>2</sup> beträgt. Nach einem Sprung des Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  von 377,6 kg/s auf 381,7 kg/s bzw. 373,5 kg/s wird am Ende eine Temperatur von 392,4 °C bzw. 394,2 °C erwirkt. Durch Berechnung von 95 % des Temperaturunterschiedes  $\Delta T$  zwischen der Feldausgangstemperatur am Ende der Simulation ( $t = 4000$  s) um zum Zeitpunkt des Sprunges ( $t = 1000$  s) kann nun die Zeit  $t_{95}$ , die benötigt wird bis 95 % von  $\Delta T$  erreicht werden ermittelt werden. Diese beträgt bei einer Temperaturminderung 1804 s und bei einer Temperaturerhöhung 1836 s. Somit ergibt sich im Durchschnitt aus beiden Werten eine Zeit von 1820 s. Die Zeiten  $t_{95}$  aller Temperatur-DNI-Kombinationen sind in Abbildung A.9 dargestellt. Die weiteren Werte wurden mit dem gleichen Verfahren ermittelt, jedoch muss erwähnt werden, dass die Simulationszeit nach dem Einschwingvorgang hier zu Zwecken der Darstellung auf 3000 s verkürzt worden ist. Im Test beträgt die Nachlaufzeit sowie die Einschwingzeit 14400 Sekunden, also je vier Stunden.

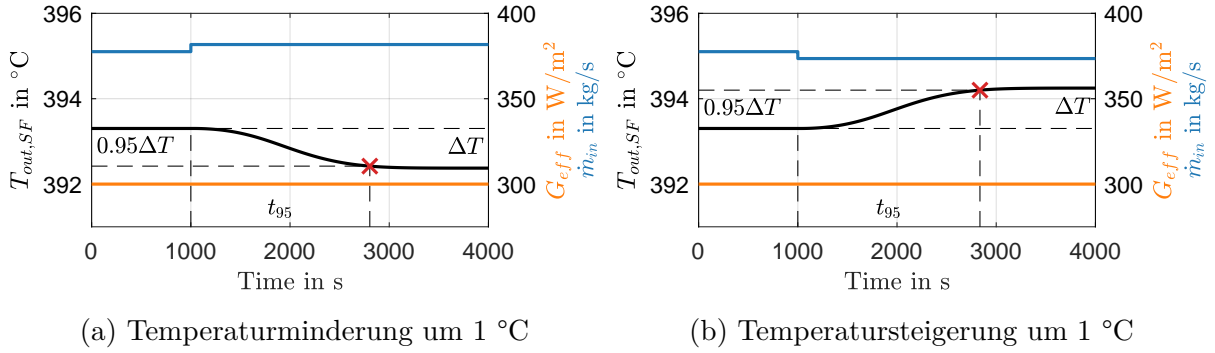


Abbildung 4.1: Beispiel für die Ermittlung der Zeit  $t_{95}$  eines Führungssprungs bei  $G_{eff} = 300 \text{ W/m}^2$  und  $T_{out,SF} = 393 \text{ °C}$

Wie beim Massenstrom können auch hier die Werte, die aufgrund der Begrenzung durch die Pumpe nicht erreichbar sind, nicht angegeben werden. Es ist jedoch erkennbar, dass die Zeiten bis zum Erreichen der Endtemperatur stark von der aktuellen Einstrahlung abhängen. Ebenso ist auch eine Abhängigkeit von der Fluidtemperatur erkennbar. Je niedriger der DNI und je höher die Temperatur, desto länger braucht das Solarfeld um durch die Änderung des Massenstroms die Temperatur anzupassen.

### 4.1.3 Störsprung und Zeitdifferenz

Die Zeiten bis zum Erreichen von 95 % der Endtemperatur  $t_{95}$  für einen Sprung des DNI Wertes (beispielsweise für den Fall, dass sich eine Wolke rasch vor die Sonne schiebt) werden auf ähnliche Weise wie die Zeiten für einen Führungssprung des Massenstroms  $\dot{m}$  ermittelt. Statt der Erhöhung bzw. Verminderung der Feldausgangstemperatur wurde hier eine relative Änderung des aktuellen Wertes um  $\pm 1 \text{ %}$  angenommen. Die geringe Sprunghöhe ist wieder aufgrund der starken Abhängigkeit vom effektiven DNI und der Fluidtemperatur notwendig.

In Abbildung 4.2 ist die Auswertung für einen effektiven DNI bei  $G_{eff} = 300 \text{ W/m}^2$  und einer Feldausgangstemperatur  $T_{out,SF} = 393 \text{ °C}$  dargestellt. Zu Beginn beträgt die Fluidtemperatur  $T_{out,SF}$  bei einem Massenstrom  $\dot{m}_{in}$  von  $377,6 \text{ kg/s}$  und einem effektiven DNI  $G_{eff}$  von  $300 \text{ W/m}^2$ , wie in Abbildung 4.1, nach dem Einschwingvorgang konstant  $393,3 \text{ °C}$ . Nach  $1000 \text{ s}$  wird der effektive DNI um  $3 \text{ W/m}^2$  verringert bzw. erhöht, wodurch sich die Temperatur auf  $392,3 \text{ °C}$  bzw.  $394,3 \text{ °C}$  ändert. Die Ermittlung der Zeit, bis 95 % der Temperaturdifferenz  $\Delta T$  erreicht werden ergibt für eine Verringerung des DNI  $1828 \text{ s}$  und für eine Erhöhung  $1822 \text{ s}$ . Im Mittel beträgt  $t_{95}$  somit  $1825 \text{ s}$ .

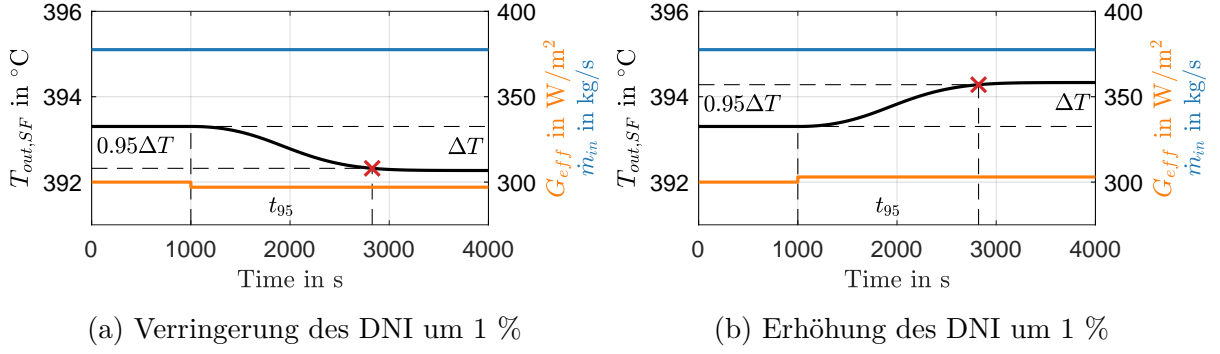


Abbildung 4.2: Beispiel für die Ermittlung der Zeit  $t_{95}$  eines Störsprungs bei  $G_{eff} = 300 \text{ W/m}^2$  und  $T_{out,SF} = 393 \text{ °C}$

Die resultierenden Zeiten sind in Abbildung A.10 dargestellt. Auch hier ist wieder erkennbar, dass die Zeiten stark vom effektiven DNI und der Temperatur abhängig sind. Die Differenz aus den Zeiten des Führungssprungs und des Störsprungs  $\Delta t_{95}$  sind in Abbildung 4.3 dargestellt. Die positiven Werte stellen dabei die Zeitdauer in Sekunden dar, um wie viele Sekunden früher der Massenstrom angepasst werden muss. Dementsprechend beschreiben negative Werte wie vielen Sekunden nach der Änderung der Einstrahlungssituation der Massenstrom angepasst werden muss.

Auffällig sind die stark negativen Werte im Bereich von  $180 \text{ W/m}^2$  bis  $200 \text{ W/m}^2$ . Betrachtet man bei diesen Ausreißern den Temperaturverlauf fällt auf, dass dieser bei den betrachteten Werten besonders instabil ist und im Vergleich zu anderen Werten stärker schwingt. Zur weiteren Untersuchung wurde in Unterabschnitt A.8.1 die Gleichungen 2.9 und 2.10 in ein Zustandsraummodell überführt und daraus die Eigenwerte berechnet und in Abbildung A.11 dargestellt. Alle auffälligen Punkte liegen in einem ähnlichen Bereich der maximalen ( $-0,0008$  bis  $-0,0009$ ) und der minimalen ( $-0,175$  bis  $-0,195$ ) Eigenwerte. Daher kann angenommen werden, dass bei diesen Werten eine Anregung des Systems durch eine Eigenfrequenz stattfindet. Eine mögliche Ursache kann die Schwingung des Massenstroms sein. Da die Ursache jedoch für die weiteren Untersuchungen nicht relevant ist, wird diese Thematik nicht weiter betrachtet und die Ausreißer bei den Berechnungen nicht mit einbezogen.

Zur besseren Handhabung werden die Werte aus Abbildung 4.3 mithilfe von linearer Regression in eine Formel umgerechnet. Da die Fluidtemperatur am Feldausgang hier nur eine untergeordnete Rolle spielt und in der Ungenauigkeit der ermittelten Werte untergeht wird diese nicht mit eingerechnet. Somit kann die Zeitdifferenz abhängig vom DNI bestimmt werden zu

$$\Delta t_{95} = 24,80 \text{ s} - \frac{8850 \text{ s} \cdot \text{m}^2 / \text{W}}{G_{eff}} . \quad (4.3)$$

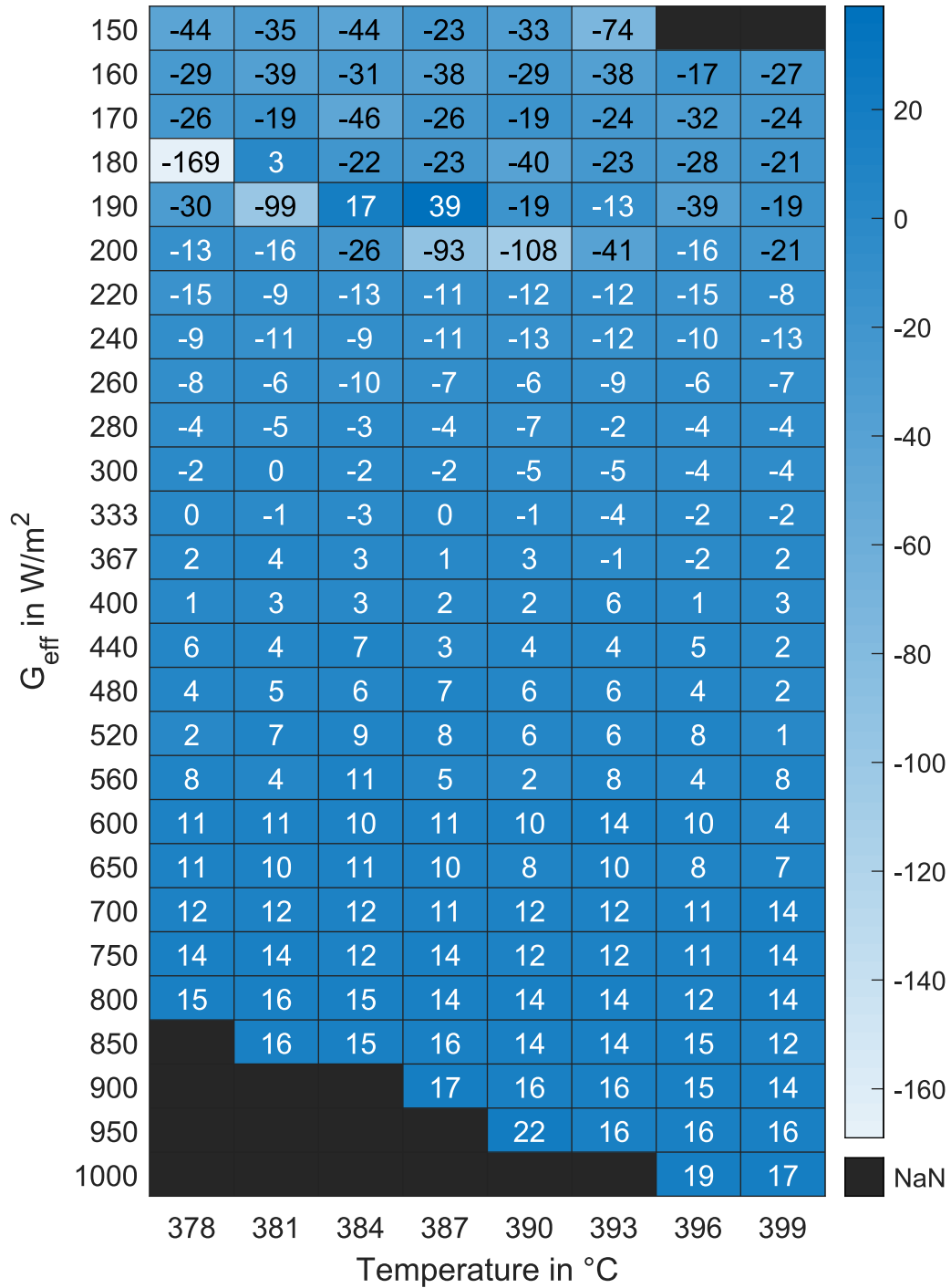


Abbildung 4.3: Zeitdifferenz der Zeit in Sekunden zum Erreichen von 95 % der Endtemperatur zwischen einem Führungs- und einem Störsprung

Die Formel wird mit homogenen Karten und einem DNI Sprung von  $\pm 1 \%$  mit einem um  $\Delta t_{95}$  versetzten sprunghaften Anpassung des Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  an den neuen DNI Wert getestet. Bei der Auswertung der Ausgangstemperatur lässt sich feststellen, dass durch den Zeitversatz keine oder nur geringe Überhitzung oder Unterkühlung des HTF stattfindet. Somit kann die ermittelte Regressionsformel als Basis für die Bestimmung des Zeitpunktes, für den der Nowcast genutzt werden soll, verwendet werden.

## 4.2 Umsetzung in VSF

Im Folgenden wird ermittelt, welche Regelungsstrategie zum besten Ergebnis führt. Hierfür wird der effektive DNI zur Regelung bzw. die Aggressivität des Reglers um Zeitabstand  $\Delta t_{95}$  angepasst. Es wird zuerst der durch lineare Interpolation zum Zeitpunkt  $t + \Delta t_{ctrl} + \Delta t_{95}$  ermittelte Wert getestet. Im Anschluss wird ermittelt, ob ein durch eine Normalverteilung erwirkter Einbezug der umliegenden Werte und ob ein durch eine Sigmoidverteilung erwirkter Einbezug der Werte bis zum aktuellen Zeitpunkt eine Verbesserung mit sich bringt.

### 4.2.1 Interpolation

Im ersten Schritt wird der DNI bzw. das Reglerverhalten zum Zeitpunkt  $t + \Delta t_{ctrl} + \Delta t_{95}$  ermittelt. Die Zeitschrittweite des Reglers  $\Delta t_{ctrl}$  muss zum aktuellen Zeitpunkt  $t$  dazu addiert werden, da im normalen Regelbetrieb der Regler mit Werten, die eine Zeitschrittweite zurück liegen, arbeitet. Da  $\Delta t_{ctrl} = 30$  s beträgt, werden nur Werte im 30 Sekunden Takt erfasst. Des Weiteren wird zum Test nicht der Nowcast verwendet, sondern die zukünftigen Werte zu den jeweiligen Zeitpunkten. Dies hat den Vorteil, dass Fehler aufgrund von Ungenauigkeiten des Nowcasts ausgeschlossen werden können. Um dem konkreten Wert zum jeweiligen Zeitpunkt möglichst nahe zu kommen werden die Werte zwischen den 30 Sekunden Werten interpoliert. Beispiele hierfür sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Da die Werte nicht länger als 0,5 Minuten in der Vergangenheit bzw. 1,0 Minuten in der Zukunft liegen können wurde die Zeitskala auf -1,0 min bis 2,0 min begrenzt.

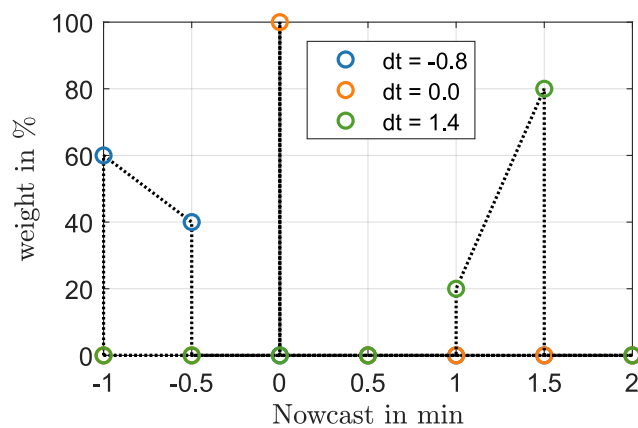


Abbildung 4.4: Beispiele für die Gewichtung bei linearer Interpolation

Getestet wurde der erweiterte Referenzregler, der Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate. Da der Referenzregler mit den aktuellen Werten der Pyrheliometer und nicht mit den Messungen der Wolkenkameras arbeitet und somit keinen Nowcast besitzt, kann dieser nicht getestet werden. Es werden die folgenden Kombinationen getestet:

- Berechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  mithilfe des prognostizierten DNI
- Berechnung der Reglerparameter durch den proportionalen Verstärkungsfaktor  $K_p$  und der Zeitkonstante  $T_p$  des Solarfeldes mithilfe des prognostizierten DNI
- Berechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  und der Reglerparameter  $K_p$  und  $T_p$  mithilfe des prognostizierten DNI
- Berechnung des Faktors für das Reglerverhalten  $f_{T_c}$  mithilfe der prognostizierten Klassen (nur Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokus)

In Tabelle 4.1 sind die Ergebnisse für die genannten Einstellungen aufgelistet. Neben dem 08.10.2015 und dem 28.09.2016 wurden die beiden Tage 03.06.2016 (Abbildung A.3aa) und 27.09.2016 (Abbildung A.3ab) aus dem Ergebnis herausgerechnet. Aufgrund kleiner Änderungen im Temperaturverlauf wird an diesen Tagen beim Referenzregler ein Wechsel des operativen Betriebsmodus in den Modus *startup* verursacht und das Ergebnis dadurch nicht mehr vergleichbar. Es ist zu sehen, dass beim Ertrag und den anderen Bewertungskategorien nur kleine Änderungen zu verzeichnen sind. Dies ist vor allem auf den im Verhältnis zur Zeitschrittweite des Reglers  $\Delta t_{ctrl}$  geringen Zeitversatz  $\Delta t_{95}$  zurückzuführen. Dennoch werden in den Unterabschnitten 4.2.2 und 4.2.3 noch weitere Methoden zur Nutzung des Nowcasts getestet, um eine Abhängigkeit von der Methode auszuschließen.

Tabelle 4.1: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Zeitversatz um  $\Delta t_{95}$

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Erweiterter Referenzregler	51.241,91 €	371,93 °C	48.691	85,33 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.262,46 €	372,24 °C	50.006	85,29 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.237,41 €	371,93 °C	49.216	85,32 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.264,64 €	372,24 °C	49.866	85,29 %

(b) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Regelgüte

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Regelgüte	51.710,12 €	372,84 °C	41.548	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.713,72 €	373,11 °C	42.962	85,49 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.709,33 €	372,92 °C	41.652	85,53 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.714,60 €	373,11 °C	42.916	85,49 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.708,56 €	372,83 °C	41.985	85,53 %

Tabelle 4.1: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Zeitversatz um  $\Delta t_{95}$  (fortgesetzt)

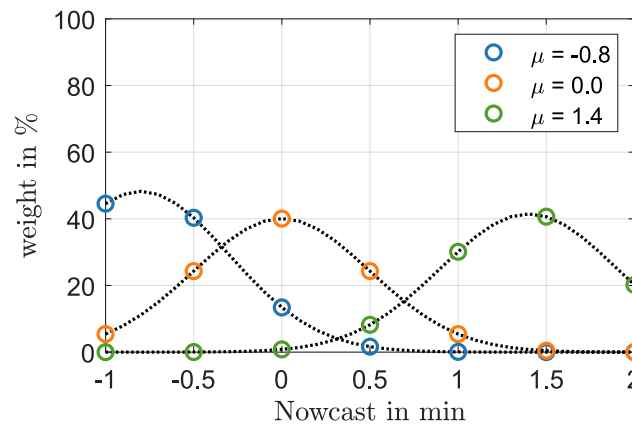
(c) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Fokusrate

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Fokusrate	51.705,04 €	372,78 °C	45.162	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.709,09 €	373,08 °C	46.353	85,49 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.711,71 €	372,79 °C	45.144	85,54 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.709,25 €	373,08 °C	46.312	85,49 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.705,70 €	372,78 °C	44.997	85,55 %

## 4.2.2 Normalverteilung

Für eine Dichtefunktion der Normalverteilung, wie in Gleichung 4.4 beschrieben, werden zwei Parameter benötigt. Der Erwartungswert  $\mu$ , mit dem die Zeitdifferenz für den Nowcast bestimmt werden kann, und die Varianz  $\sigma$ , mit dem die Aggressivität eingestellt werden kann. Ein Beispiel für eine solche Gewichtung ist in Abbildung 4.5 mit einem  $\sigma$  von 0,5 und verschiedene Werte von  $\mu$  dargestellt. In Matlab kann die Normalverteilung mit dem Befehl `normpdf(x,mu,sigma)` berechnet werden. Die Gewichtung der jeweiligen Nowcasts kann durch das Bilden des Quotienten aus dem Ergebnis und der Summe des Ergebnisses an den jeweiligen Nowcasts berechnet werden.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.4)$$


Abbildung 4.5: Beispiele für die Gewichtung bei Normalverteilung mit  $\sigma = 0,5$



In Tabelle 4.2 sind, wie in Unterabschnitt 4.2.1, die Ergebnisse für die Simulation mit den unterschiedlichen Einstellungen für die 26 verbleibenden Testtage dargestellt. Auch hier können keine großen Änderungen verzeichnet werden. In einigen Fällen sinkt der erwirtschaftete Ertrag um bis zu 60 Euro im Vergleich zum Referenzregler ohne Nowcast. Am besten schnitten die Anpassung der Reglerparameter  $K_p$  und  $T_p$  und des Reglerverhaltens  $f_{T_c}$  ab. Damit ist die Anpassung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  mithilfe einer Normalverteilung prognostizierten DNI nicht sinnvoll. Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass die Regelung mit dem konkreten Zeitversatz um  $\Delta t_{95}$  bessere Ergebnisse erzielt. Auch eine Anpassung der Varianz  $\sigma$  führte zu einem ähnlichen Ergebnis.

Tabelle 4.2: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Normalverteilung um  $\Delta t_{95}$

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Erweiterter Referenzregler	51.241,91 €	371,93 °C	48.691	85,33 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.209,32 €	372,37 °C	52.082	85,16 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.242,48 €	371,94 °C	48.250	85,33 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.208,58 €	372,37 °C	52.011	85,15 %

(b) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Regelgüte

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Regelgüte	51.710,12 €	372,84 °C	41.548	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.671,39 €	373,27 °C	43.714	85,39 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.706,02 €	372,92 °C	42.184	85,52 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.666,30 €	373,26 °C	43.502	85,39 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.709,20 €	372,83 °C	41.974	85,54 %

(c) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Fokusrate

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Fokusrate	51.705,04 €	372,78 °C	45.162	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.666,14 €	373,22 °C	47.630	85,39 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.713,49 €	372,80 °C	44.596	85,55 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.667,96 €	373,23 °C	47.726	85,38 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.705,77 €	372,77 °C	44.979	85,55 %

### 4.2.3 Sigmoidfunktion

Die *sigmoidal membership function*, die in Matlab mit dem Befehl `sigmf(x,[a,c])` berechnet werden kann ist in Gleichung 4.5 beschrieben. Auch hier gibt es zwei Parameter mit denen die Eigenschaften der Funktion bestimmt werden können. Dabei kann mit dem Parameter  $a$  die Breite und mit  $c$  das Zentrum des Übergangsbereichs bestimmt werden. Beispiele für Variationen der Position des Übergangs mit einer Breite von  $a = -5$  sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Das Übergangsverhalten dieser Funktion ist wesentlich konservativer als das Verhalten einer Normalverteilung. Aufgrund der Tatsache, dass der am Längsten zurückliegende Wert immer die höchste Gewichtung hat, wird der minimal betrachtete Wert auf den aktuellen Wert verschoben. Dadurch wird eine Konzentration auf den aktuellen und die zukünftigen Werte ermöglicht und eine Dominanz vergangener Werte ausgeschlossen.

$$f(x) = \frac{1}{1 + \exp(-a(x - c))} \quad (4.5)$$

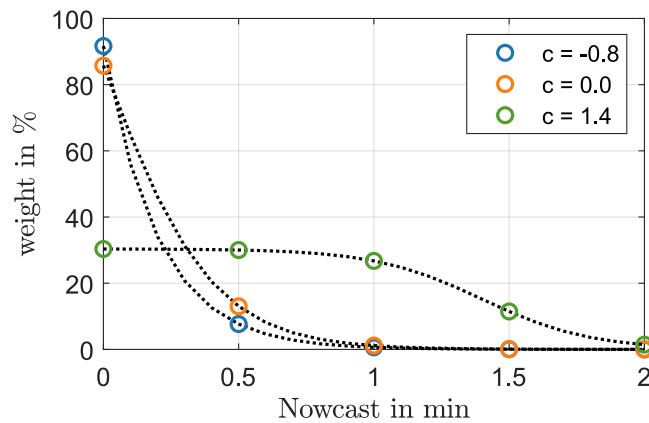


Abbildung 4.6: Beispiele für die Gewichtung bei Sigmoidverteilung mit  $a = -5,0$

Die Ergebnisse des Tests mit den verschiedenen Reglerkonfigurationen für die 26 Testtage mit einer Sigmoidverteilung mit einer Breite des Übergangs von  $a = -5$  ist in Tabelle 4.3 dargestellt. Vergleicht man den Ertrag mit dem der Regler mit konkreten Zeitversatz um  $\Delta t_{95}$ , wird durch die Sigmoidverteilung in den meisten Konfigurationen ein besseres Ergebnis erzielt. Vor allem durch die Berechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  kann das Ergebnis verbessert werden. Somit kann festgestellt werden, dass durch die Einbeziehung der aktuellen Werte und der dadurch kontinuierlicheren Änderung des vorgegebenen Massenstroms für das Solarfeld  $\dot{m}_{in}$  ein positiver Effekt erzielt werden kann. Ein Test mit Einbezug weiterer vergangener Werte führte zu einem ähnlichen Ergebnis.

Tabelle 4.3: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit Sigmoidverteilung um  $\Delta t_{95}$ 

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Erweiterter Referenzregler	51.241,91 €	371,93 °C	48.691	85,33 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.264,75 €	372,24 °C	49.724	85,29 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.240,84 €	371,93 °C	48.646	85,33 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.264,99 €	372,25 °C	49.447	85,29 %

(b) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Regelgüte

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Regelgüte	51.710,12 €	372,84 °C	41.548	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.715,52 €	373,11 °C	42.714	85,49 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.711,01 €	372,84 °C	41.949	85,53 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.716,31 €	373,11 °C	42.758	85,50 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.708,51 €	372,83 °C	42.012	85,53 %

(c) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit dem Ziel Fokusrate

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler Ziel Fokusrate	51.705,04 €	372,78 °C	45.162	85,54 %
Benötigter Massenstrom $\dot{m}_{req}$	51.713,17 €	373,08 °C	46.162	85,50 %
Reglerparameter $K_p, T_p$	51.710,95 €	372,79 °C	44.769	85,55 %
$\dot{m}_{req}$ und $K_p, T_p$	51.712,33 €	373,07 °C	46.339	85,50 %
Reglerverhalten $f_{T_c}$	51.703,87 €	372,77 °C	45.360	85,54 %

### 4.3 Fazit Nutzung der Nowcastdaten

In Abschnitt 4.1 wird die Ermittlung der Zeitdauer, bis sich im Solarfeld nach einem Führungs- bzw. einem Störsprung die daraus resultierende Temperatur des HTF am Feldausgang einstellt, beschrieben. Hierfür wird die Zeit ermittelt, die das eingeschwungene System benötigt um 95 % des Endwerts zu erreichen. Durch Bildung der Differenz der beiden Zeiten  $\Delta t_{95}$  (siehe Abbildung 4.3) kann ermittelt werden, um wie viele Sekunden der Führungs- zum Störsprung versetzt sein muss, um einen Übergang ohne Unter- bzw.

Überschwingen zu ermöglichen. Dabei muss bei einem DNI von  $G_{eff} = 150 \text{ W/m}^2$  die Anpassung des Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  ca. 34 Sekunden später erfolgen, als der Sprung des DNI, während bei einem DNI von  $G_{eff} = 800 \text{ W/m}^2$  der Massenstrom  $\dot{m}_{in}$  ca. 14 Sekunden früher angepasst werden muss.

Auf Grundlage der Zeitdifferenzen werden in Abschnitt 4.2 Methoden getestet, um die Regelung in der entsprechenden Zeitdifferenz anzupassen. Dabei wird der feste Zeitversatz, der Einbezug der umliegenden Werte durch eine Normalverteilung und der Einbezug aller Werte zwischen dem aktuellen Wert bis zu dem zum prognostizierten Zeitversatz durch eine Sigmoidverteilung getestet. Es können die Berechnung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$ , der Reglerparameter  $K_p$  und  $T_p$  sowie des Reglerverhaltens  $f_{T_c}$  angepasst werden. Die maximal erreichte Ertragssteigerung beträgt absolut knapp 25 €, was relativ in etwa 0,05 % entspricht. Bei Betrachtung der durchschnittlichen Feldausgangstemperatur  $T_{SF,out,avg}$  fällt auf, dass diese im Schnitt um wenige Zehntel Grad Celsius steigt wobei die Anzahl der Notfalldefokussierungen meist um einige Tausend steigt oder um wenige hundert sinkt. Die Durchschnittliche Fokusrate sinkt zumeist um einige hundertstel Prozentpunkte. Das größte Potential, das Ergebnis zu verbessern, war bei der Anpassung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  mit den Reglerparameter  $K_p$  und  $T_p$  zu verzeichnen. Die Feldausgangstemperatur wies hier die größten Werte auf, wobei hierdurch auch die meisten Defokussierungen und die niedrigste Fokusrate realisiert wurde. Jedoch steht die geringe Ertragssteigerung nicht im Verhältnis zum dafür erforderlichen Aufwand.

Der geringe Erfolg dieser Methoden lässt sich durch die Betrachtung der Zeitdifferenzen  $\Delta t_{95}$  erklären. Da der Regler eine Zeitschrittweite von  $\Delta t_{ctrl} = 30$  Sekunden besitzt und nachgeführt wird, müssen auf den Zeitversatz  $\Delta t_{95}$  noch 30 Sekunden dazu addiert werden. Somit arbeitet die Regelung für geringe DNI Werte bereits im richtigen Zeitpunkt. Für hohe DNI Werte werden die neuen Eigenschaften bis zu einer Minute zu früh eingestellt. Dies kann zum einen durch die Eigenschaften des PI-Reglers ausgeglichen werden und fällt zum anderen im Vergleich zur Dauer, die die Änderung des Massenstroms  $\dot{m}_{in}$  benötigt, bis die Feldausgangstemperatur 95 % des Endwerts erreicht wird, die zwischen 10 Minuten und einer Stunde liegt, nicht ins Gewicht.

Somit lässt sich feststellen, dass die Nutzung des Nowcast zur Reglerparametrierung nicht eignet. Der Zeitversatz, der benötigt wird ist zu gering um ausreichend positive Effekte zu erzielen. Die Erfolgsaussichten sind somit unabhängig von der eingesetzten Methode zur Nowcastnutzung. Die erzielbare Verbesserung ist zu gering, um den dafür notwendigen Aufwand zu kompensieren. Beim Einsatz des Nowcasts zur Bestimmung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  kann geringes Potential vorhanden sein, jedoch ist es nicht ausreichend, den prognostizierten Mittelwert des DNI zur Berechnung zu nutzen.

## 5 Robustheitstest

Zum Abschluss der Arbeit wird die Robustheit der Regelung gegenüber Störeinflüssen getestet. Da die Nutzung der Daten des Nowcast zu keiner nennenswerten Verbesserung des Ergebnisses führte, werden die in Kapitel 3 entwickelten Regler für den Massenstrom zur Evaluierung verwendet. Die Simulation und die Regelung wurden bisher jeweils mit den Daten der Wolkenkameras gespeist. In der Realität unterscheiden sich die auf dem Solarfeld vorherrschenden Bedingungen jedoch leicht von den mithilfe der ASI berechneten Werte. Daher soll in Abschnitt 5.1 getestet werden, wie die Regelung auf Unterschiede zwischen der gemessen und der im Solarfeld vorherrschenden Einstrahlung reagiert. Hierfür wird das Solarfeld in VSF mit dem in Abschnitt 2.2 vorgestellten DNI Karten die mithilfe der Schattenkameras berechnet wurden simuliert.

Zudem ist bisher angenommen worden, dass die Kollektoren immer zu 100 % sauber sind. In der Realität verschmutzen diese, wodurch sich der Wirkungsgrad des jeweiligen Loops verschlechtert. In Abschnitt 5.2 wird daher getestet, wie sich die Regelung zum einen bei gleichmäßiger Verschmutzung der Kollektoren im Solarfeld und zum anderen bei ungleichmäßiger Verschmutzung, die beispielsweise durch das sukzessive Reinigen der Kollektoren entsteht, verhält. Abschließend wird in Abschnitt 5.3 getestet, ob sich der in Kapitel 3 getroffene Ansatz für andere Kraftwerke anwenden lässt, ohne grundlegende Einstellungen der Regelung ändern zu müssen.

### 5.1 DNI Karten der Schattenkameras

Zur Validierung, ob der Regler auch in einer realen Situation mit nicht exakt gleichen DNI Werten funktioniert, werden die DNI Karten der Schattenkameras aus Abschnitt 2.2 verwendet. Die Simulation (Virtual Solar Field) wird dabei mit den Werten aus den Karten der Schattenkameras gespeist und der Regler (Matlab) liest die Daten der Wolkenkameras ein. In den Papern Bijan Nouri, [2019](#) und B. Nouri et al., [2020](#) wird eine Verbesserung des Regelsystems für abweichende Karten beschrieben. Hierfür wurde der erwirtschaftete Ertrag in Abhängigkeit von der zeitlichen und räumlichen Klasse für den Referenzregler und die Regler mit dem Ziel Regelgüte sowie mit Ziel Fokusrate ermittelt. Bei Klassenkombinationen, die im Vergleich zum Referenzregler eine Ertragsminderung darstellten, wurde die Klasse 8 eingeführt. Im Regelungsprozess wird nun im Falle des Auftretens der Klasse 8

die Parameterberechnung anhand der für den Referenzregler festgelegten Aggressivität vorgenommen und die DNI Werte anhand der Pyrheliometer bestimmt.

Die verwendeten Schattenkarten sind im Anhang in Abschnitt A.9 gezeigt. Neben einer Eingrenzung des Zeitbereichs auf einen Höhenwinkel der Sonne von mindestens  $12^\circ$  wurden die Karten zusätzlich gekürzt, falls der resultierende DNI unplausible Werte liefert. Diese Zeiträume entstehen in den Morgen- und Abendstunden, durch den niedrigen Höhenwinkel der Sonne. Kann der Algorithmus zur Berechnung des DNI nicht angewandt werden, so kommt ein Schätzer zum Einsatz, der nur grobe Werte liefert. Ein Beispiel hierfür ist am 09.10.2015 (Abbildung A.12j) zwischen 17:00 Uhr und 18:00 Uhr zu sehen. Die simulierten Zeitbereiche sind aus den Grafiken in Abbildung A.12 zu entnehmen.

In Tabelle 5.1 ist das Ergebnis für die Simulation mit den DNI Karten der Schattenkameras dargestellt. Dabei ist in Tabelle 5.1a die Regelung mit gleichen Karten und in Tabelle 5.1b die Regelung mit den Karten der Wolkenkameras abgebildet. Die Werte der Tabelle sind die durchschnittlichen Ergebnisse der 22 Testtage der Schattenkameras für die vier Regler für den Massenstrom und bei der Regelung mit den ASI zusätzlich mit den Reglern mit Klasse 8. Da der Referenzregler nicht mit den Karten der Wolkenkameras, sondern mit den Werten der beiden Pyrheliometer im Solarfeld betrieben wird ist dieser nur einmal dargestellt und wird als Referenz zum Vergleich herangezogen.

Tabelle 5.1: Ergebnisse der Simulation mit Karten der Schattenkameras

(a) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit DNI Karten der Schattenkameras

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler	44.244,18 €	375,39 °C	45.932	85,32 %
Erweiterter Referenzregler	44.827,53 €	375,87 °C	41.364	85,93 %
Regler Ziel Regelgüte	45.247,53 €	377,08 °C	34.709	86,27 %
Regler Ziel Fokusrate	45.232,56 €	377,01 °C	38.842	86,27 %

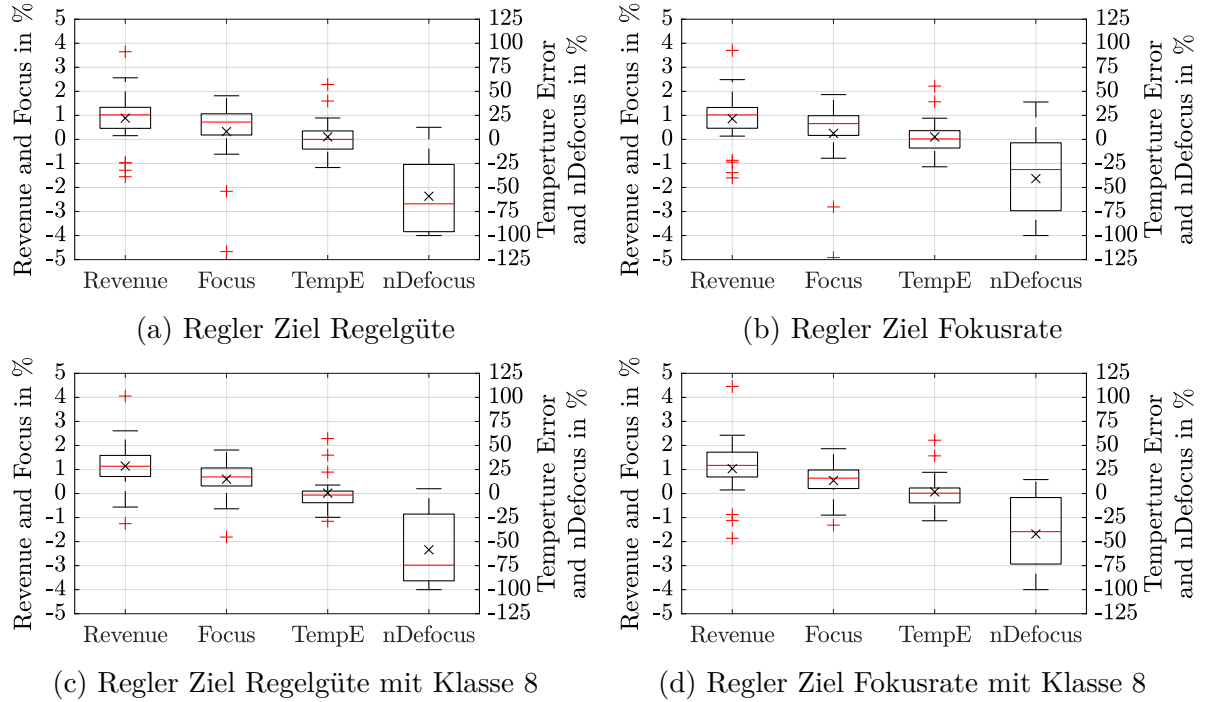
(b) Durchschnittliche Ergebnisse der Regler mit DNI Karten der Wolkenkameras

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Erweiterter Referenzregler	44.110,33 €	374,82 °C	46.700	85,22 %
Regler Ziel Regelgüte	44.602,87 €	376,04 °C	34.477	85,71 %
– " – mit Klasse 8	44.752,98 €	375,81 °C	35.081	85,90 %
Regler Ziel Fokusrate	44.605,62 €	376,08 °C	40.213	85,66 %
– " – mit Klasse 8	44.724,77 €	375,70 °C	39.940	85,85 %

Vergleicht man die Regler, die die gleichen DNI Werte wie die Simulation erhalten (Tabelle 5.1a) kann beim erweiterten Referenzregler eine Steigerung des gesamten Ertrags um ca. 1,3 % festgestellt werden. Die Feldausgangstemperatur steigt dabei durchschnittlich um ca. 0,5 °C, die Gesamtanzahl der Notfalldefokussierungen sinkt im Durchschnitt um ca. 4.500 und die Fokusrate steigt um ca. 0,6 Prozentpunkte. Bei den Reglern mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate steigt der durchschnittliche Ertrag um mehr als 2,2 % im Vergleich zum Referenzregler, bei einer über 1,6 °C wärmeren Feldausgangstemperatur, Durchschnittlich ca. 8.000 bzw. 4.000 weniger Defokussierungen und fast einem Prozentpunkt mehr Fokus. Somit zeigen die Regler ein ähnliches Verhalten, wie die in Tabelle 3.1 gezeigte Simulation und Regelung mit den Karten der Wolkenkameras.

Wird die Regelung mit unterschiedlichen DNI Karten (Tabelle 5.1b) betrachtet, fällt beim Vergleich mit dem Referenzregler auf, dass das reine Einbinden des durchschnittlichen DNI der Karten der Wolkenkameras (Erweiterter Referenzregler) den durchschnittlichen Ertrag um 133,85 € mindert. Dies ist in der größeren Abweichung der DNI Werte der Karten mit dem Wolkenkameras im Vergleich zu den von den Pyrheliometern gemessenen Werten zurückzuführen. Werden aber die zusätzlichen Informationen in Form der Klassen in die Regelung mit einbezogen, so kann in jedem der betrachteten Punkte eine Verbesserung der durchschnittlichen Werte beobachtet werden.

Zum besseren Vergleich der Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate ist das Ergebnis in Form von Boxplots in Abbildung 5.1 dargestellt. Es ist zu sehen, dass sich der Ertrag durch die Nutzung der Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate um 0,89 % bzw. 0,86 % verbessert. Bei Nutzung der Klasse 8 verbessert sich dieser Wert auf 1,14 % bzw. 1,04 %. Die Fokusrate steigt jeweils um ca. 0,3 % bei den Reglern ohne Klasse 8 und um über 0,5 % bei den Reglern mit Klasse 8. Der Temperaturfehler steigt im Durchschnitt um wenige Prozent, was einer Abkühlung des HTF entspricht. Die Anzahl der Notfalldefokussierungen dagegen sinkt jeweils durchschnittlich um ca. 50 %. Damit scheint in Bezug auf die Anzahl der Defokussierungen eine Diskrepanz zu den in Tabelle 5.1b (Maximale Verringerung um ca. 25 %) zu herrschen. Diese Unterschiede entstehen durch die unterschiedliche Verteilung der Änderung der Notfalldefokussierungen. Während die Anzahl der Defokussierungen an Tagen mit nur wenigen Ereignissen ziemlich stark sinkt, ist bei Tagen mit vielen Defokussierungen relativ gesehen nur eine geringe Verbesserung zu verzeichnen. Somit sinkt die Anzahl der Notfalldefokussierungen am Tag durchschnittlich um ca. 50 %, jedoch nimmt die Gesamtanzahl der Defokussierungen im Durchschnitt nur um bis zu 25 % ab. Zur Einordnung, an welchen Tagen die Regelung besonders effektiv ist, sind im Anhang in Abbildung A.13 die absoluten Erträge und die relative Verbesserung der Regler mit dem Ziel Regelgüte und mit dem Ziel Fokusrate über die 22 Testtage dargestellt. Die relative Änderung des Ertrages reicht dabei von knapp -2,0 % am 22.11.2015 bis über 4,5 % am 10.10.2015.



× Mittelwert, — Median, + Ausreißer (außerhalb von 99,3 % der Normalverteilung)

Abbildung 5.1: Boxplots zum Vergleich der Regler bei Karten der Schattenkameras mit dem Referenzregler

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im Vergleich zum Referenzregler eine Verbesserung des Ergebnisses erwirkt werden kann, auch wenn kleine Unterschiede zwischen den Einstrahlungsbedingungen am Solarfeld und dem vom Wolkenkamerasystem erfassten DNI Werten besteht. Somit ist die Regelung robust gegen kleine Unterschiede zwischen den erfassten Daten und der im Solarfeld vorherrschenden Einstrahlungsbedingung. Da der Referenzregler den aktuellen Stand der Technik entspricht, der dem Handeln eines menschlichen Bedieners nachempfunden ist, kann daraus auch geschlossen werden, dass dies auch in der realen Anwendung einen Vorteil bringen kann. Zudem wurde gezeigt, dass durch die reine Einbindung der DNI Werte aus den Karten der ASI sich das Ergebnis verschlechtert. Daher besteht die Möglichkeit, dass in bestimmten Situationen die Nutzung der DNI Werte der Pyrhemliometer den Zustand des Solarfeldes besser widerspiegeln. So ist es beispielsweise vorstellbar, dass bei der Einstrahlungsbedingung *clear sky*, also einem wolkenlosen Himmel, die Pyrhemliometer genauere Ergebnisse liefern, da bei homogenen Bedingungen auf dem Solarfeld eine punktuelle Messung vollkommen ausreichend ist und dadurch die höhere Messgenauigkeit der Pyrhemliometer einen entscheidenden Vorteil bringt. Ob es einen Zusammenhang gibt und dieser einen Nutzen bei der Regelung hat, muss jedoch noch in weiteren Studien ermittelt werden.



Durch die Nutzung der zusätzlichen Informationen, die sich aus der Ermittlung der DNI Karten durch die Wolkenkameras gewinnen lassen, kann jedoch eine deutliche Verbesserung erzielt werden. Die räumliche und zeitliche Klassifizierung zur Bestimmung der Aggressivität der Regler bringt im Test mit den 22 Testtagen eine durchschnittliche Ertragssteigerung von über 500 € (Regler Ziel Regelgüte mit Klasse 8). Ist der Nutzen in einem realen Solarfeld in einer ähnlichen Größenordnung, so können damit die Mehrkosten für das ASI System ausgeglichen und somit der Gewinn gesteigert werden.

## 5.2 Verschmutzung der Kollektoren

In den bisherigen Simulationen wurde angenommen, dass die Parabolspiegel keine Wirkungsverluste durch Verschmutzung erfahren. In Unterabschnitt 5.2.1 wird getestet, wie die Regelung auf eine konstante Verschmutzung des Solarfeldes reagiert. Häufig werden jedoch die Reflektoren sukzessive geputzt, wodurch sich eine inhomogene Verschmutzung der Loops auf dem Solarfeld ergibt. In Unterabschnitt 5.2.2 wird daher ermittelt, wie die Regelung bei unterschiedlichen Verschmutzungsgraden auf den einzelnen Subfields reagiert. Da beispielsweise zur Wartung der Reflektoren die Loops deaktiviert werden müssen, wird in Unterabschnitt 5.2.3 beschrieben, wie dies in die Regelung einfließen kann.

### 5.2.1 Homogene Verschmutzung des Solarfeldes

Zur Überprüfung, ob die Regelung bei Verschmutzung der Reflektoren oder der Absorberrohre oder bei Wirkungsgrasverlusten durch Alterung der Komponenten weiterhin funktioniert, kann bei der Simulation der Verschmutzungsgrad angegeben werden. Er fließt in die Berechnung des zugeführten spezifischen Wärmestroms  $\dot{q}_{sol}$  (Gleichung 2.11) in Form eines zusätzlichen Wirkungsgrades ein. Da  $\dot{q}_{sol}$  im Regler zur Ermittlung des benötigten Massenstroms  $\dot{m}_{req}$  (Gleichung 2.16) und des Verstärkungsfaktors  $K_p$  (Gleichung 3.5) und der Zeitkonstante  $T_p$  (Gleichung 2.21) benötigt werden, kann die Verschmutzung ebenfalls in der Regelung berücksichtigt werden.

Im Test sind die Verschmutzungsgrade von 0 %, 5 % und 10 %. Die Resultate aller daraus resultierenden Kombinationen für die Simulation und die Regelung sind in Tabelle A.3 dargestellt. Eine Simulation und Regelung mit 0 % Verschmutzung entspricht der bisherigen Einstellung des Systems (vgl. Tabelle 3.1). Wie in den bisherigen Berechnungen werden die DNI Karten der 28 Versuchstage der Wolkenkameras getestet und der Durchschnitt aus allen Tagen angegeben. In Tabelle A.3 ist zu sehen, dass bei Übereinstimmender Verschmutzungseinstellung stets der größte Ertrag erzielt wird. Die höchste Feldausgangstemperatur  $T_{SF,out,avg}$  und die meisten Notfalldefokussierungen sind jedoch bei der Regelung

mit 10 % Verschmutzung zu finden. Dies lässt sich dadurch begründen, dass je höher die Verschmutzung im Regler angegeben wird, desto niedriger ist der berechnete Massenstrom und damit steigt die Fluidtemperatur. Dementsprechend ist die höchste Fokusrate meist bei der Regelung mit 0 % Verschmutzung zu finden.

Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass je weiter der eingestellte Verschmutzungsgrad von dem des in der Simulation eingestellten Wert entfernt ist, desto geringer ist der Ertrag. Jedoch beträgt die maximale Abweichung des Ertrags bei den Reglern, die mit den DNI Karten der ASI arbeiten, etwas über 500 €, was relativ in etwa 1 % entspricht. Einzig beim Referenzregler mit 0 % Verschmutzung ist dieser Wert höher, da bei Regelung mit 0 % ein vergleichsweise außerordentlich guter Wert erzielt wird. Die Ursache für diese Anomalie müsste in weiteren Studien zur verschmutzungsbedingten Reglereinstellung noch erforscht werden, ist jedoch für die Überprüfung der Robustheit irrelevant.

Zur Überprüfung, welche Reglereinstellung bei unsicheren Verschmutzungsbedingungen des Solarfeldes die besten Ergebnisse erzielt, sind die Durchschnitte des Ergebnisses in Tabelle 5.2 in Abhängigkeit von der im Regler eingestellten Verschmutzung dargestellt. Als Referenz wurde eine Zustandsüberwachung angenommen, die den aktuellen Verschmutzungsgrad des Solarfeldes erfasst und dem Regler weitergibt. Die Zustandsüberwachung wurde durch bilden der Durchschnitte aus den Einstellungen mit den gleichen Verschmutzungsgraden von Simulation und Regler ermittelt.

Es ist in Tabelle 5.2 zu sehen, dass der Ertrag bei den Reglern mit DNI Karten der Wolkenkameras bei einer Reglereinstellung von 5 % Verschmutzung das beste Ergebnis erzielt. Beim Referenzregler dominiert dagegen der Regler mit 0 % Verschmutzung. Dies ist wieder auf das überproportional gute Ergebnis bei der Simulation und Regelung mit 0 % Verschmutzung zurückzuführen. Die Abweichung beträgt bei den Reglern mit den ASI Karten jeweils nur zwischen 50 € und 90 €, was einer Minderung des Ertrags um 0,1 % bis 0,2 % entspricht. Auch bei der Feldausgangstemperatur  $T_{SF,out,avg}$ , der Anzahl der Notfalldefokussierungen und der durchschnittlichen Fokusrate sind nur kleine Änderungen erkennbar.

Somit kann festgestellt werden, dass die Regelung robust gegenüber einer homogenen Verschmutzung des Solarfeldes ist. Dennoch sollten die Abweichungen zwischen dem im Regler eingestellten Wert und den im Solarfeld vorherrschenden Bedingungen möglichst gering sein. Möglichkeiten hierfür sind die Einstellung auf einen Durchschnittswert wie 95 % oder die manuelle Einstellung aufgrund der Erfahrung eines Solarfeldbedieners. Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz von Algorithmen, die aufgrund von gemessenen Sensorwerte den Verschmutzungsgrad abschätzen und diesen so individuell in die Regelung einfließen lassen können.

Tabelle 5.2: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler bei homogener Verschmutzung der Kollektoren

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des Referenzreglers

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	49.327,80 €	370,67 °C	69.007	86,49 %
0 % Verschmutzung	49.215,19 €	370,14 °C	66.473	86,48 %
5 % Verschmutzung	49.195,49 €	370,66 °C	69.628	86,27 %
10 % Verschmutzung	48.893,62 €	371,01 °C	72.977	85,79 %

(b) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	50.161,82 €	372,54 °C	54.615	86,62 %
0 % Verschmutzung	50.023,81 €	372,06 °C	53.520	86,72 %
5 % Verschmutzung	50.128,90 €	372,81 °C	56.704	86,55 %
10 % Verschmutzung	49.997,54 €	373,46 °C	61.321	86,02 %

(c) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Regelgüte

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	50.906,77 €	374,10 °C	47.702	87,00 %
0 % Verschmutzung	50.693,70 €	373,18 °C	46.420	87,10 %
5 % Verschmutzung	50.847,14 €	374,03 °C	47.125	86,96 %
10 % Verschmutzung	50.699,13 €	374,42 °C	47.756	86,62 %

(d) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Fokusrate

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	50.895,76 €	374,03 °C	51.558	86,99 %
0 % Verschmutzung	50.608,62 €	372,85 °C	49.995	87,15 %
5 % Verschmutzung	50.808,71 €	373,86 °C	51.161	86,97 %
10 % Verschmutzung	50.683,39 €	374,46 °C	52.736	86,59 %

### 5.2.2 Inhomogene Verschmutzung des Solarfeldes

In einer realen Anwendung sind die Reflektoren eines Solarfeldes nicht gleichmäßig verschmutzt. Dies liegt vor allem an der sukzessiven Reinigung der Loops. Kann ein Solarfeld nicht komplett auf einmal geputzt werden, wird die Reinigung auf mehrere Schritte verteilt. Daher kann auch die Verschmutzung über das gesamte Feld inhomogen verteilt sein. Um diesen Effekt nachzustellen wird in den einzelnen Subfields der Simulation ein ansteigender Verschmutzungsgrad angenommen. So herrscht im 1. Subfield 0 %, im 2. Subfield 3,3333 %, im 3. Subfield 6,6667 % und im 4. Subfield 10 % Verschmutzung.

Die Ergebnisse des Tests mit den vier Reglern für den Massenstrom mit unterschiedlich eingestellten Verschmutzungsgraden sind in Tabelle 5.3 dargestellt. Zusätzlich wurde eine Zustandsüberwachung angenommen, die die Verschmutzung der einzelnen Subfields kennt und in die Regelung mit einberechnet. Dies ist jedoch nur für Regler möglich, die mit den DNI Karten arbeiten, da nur hier die Verschmutzung pro Kollektor im Solarfeld einberechnet werden kann. Bei der Betrachtung des Referenzreglers fällt auf, dass hier der Regler mit 0 % Verschmutzung das beste Ergebnis erzielt. Die Ursache hierfür ist, wie bei der homogenen Verschmutzung, nicht geklärt und muss auch hier noch erforscht werden.

Im Übrigen ist jedoch zu sehen, dass die Ergebnisse der bei den Reglern mit Nutzung der DNI Karten mit einer eingestellten Zustandsüberwachung und einer Verschmutzung von 5 % fast identisch sind. Dies lässt sich insofern erklären, da die inhomogene Verschmutzung in den vier Subfields im Schnitt etwa 5 % Verschmutzung ergeben. Die Regelungen mit anderen Verschmutzungsgraden schneiden etwas schlechter ab, können aber den Referenzregler noch immer übertreffen.

Somit wurde gezeigt, dass die Regelung auch bei inhomogener Verschmutzung auf dem Solarfeld robust ist. Der Test hat zudem gezeigt, dass es vermutlich ratsam ist, sich bei der Reglereinstellung zur Verschmutzung auf den niedrigsten im Feld vorkommenden Wert zu beziehen. Diese Hypothese bedarf jedoch noch einer weiterführenden Untersuchung.

Tabelle 5.3: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler bei inhomogener Verschmutzung der Kollektoren

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des Referenzreglers

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
0 % Verschmutzung	48.787,93 €	369,43 °C	60.156	86,27 %
5 % Verschmutzung	48.503,12 €	369,97 °C	62.202	85,75 %
10 % Verschmutzung	48.209,13 €	370,31 °C	66.342	85,16 %

Tabelle 5.3: Durchschnittliche Ergebnisse der Regler bei inhomogener Verschmutzung der Kollektoren (fortgesetzt)

(b) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	49.470,76 €	372,59 °C	55.507	85,76 %
0 % Verschmutzung	49.414,06 €	371,20 °C	48.899	86,47 %
5 % Verschmutzung	49.465,79 €	372,59 °C	55.979	85,76 %
10 % Verschmutzung	49.328,75 €	372,99 °C	58.052	85,24 %

(c) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Regelgüte

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	50.120,13 €	373,27 °C	43.307	86,32 %
0 % Verschmutzung	49.865,23 €	371,76 °C	40.794	86,78 %
5 % Verschmutzung	50.119,01 €	373,28 °C	43.318	86,32 %
10 % Verschmutzung	49.938,21 €	373,93 °C	44.701	85,91 %

(d) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Fokusrate

Einstellung Regelung	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Mit Zustandsüberwachung	50.124,52 €	373,22 °C	48.223	86,32 %
0 % Verschmutzung	49.887,14 €	371,67 °C	44.251	86,81 %
5 % Verschmutzung	50.118,94 €	373,22 °C	48.293	86,32 %
10 % Verschmutzung	49.938,63 €	373,82 °C	49.395	85,92 %

### 5.2.3 Deaktivierung oder Ausfall einzelner Loops

Es kann vorkommen, dass zu Wartungszwecken einzelne Loops deaktiviert werden müssen, während das restliche Solarkraftwerk weiterarbeitet. Zudem kann es vorkommen, dass einzelne Loops aufgrund von Defekten ausfallen. Daher soll in diesem Unterabschnitt beschrieben werden, wie die Regelung diesen Fehler ausgleichen kann. Der wahrscheinlichste Fall hierbei ist, dass die Ventile der betroffenen Loops geschlossen werden, sodass das Wärmeträgerfluid nicht mehr hindurchfließen kann. Da die Anzahl der verbleibenden aktiven Loops  $n_{loops,active}$  bekannt ist, kann die Berechnung der Parameter wie für ein Kraftwerk mit einer geringeren Gesamtanzahl an Loops stattfinden.

Ist der Loop zwar defekt, aber das Ventil weiterhin geöffnet, so können diese Loops anhand der im Solarfeld verbauten Temperatursensoren erkannt werden. Der Effekt auf das Kraftwerk ist der gleiche, wie bei einem defokussierten Loop. Es muss beachtet werden, dass sich durch den Bypass der Massenstrom in den aktiven Loops verringert, wodurch die Fluidtemperatur in diesen steigt. Dies ist zwar sinnvoll, um die Ausgangstemperatur zu halten, jedoch erhöht dies die Gefahr der Überhitzung der daraus folgenden Defokussierung der Loops enorm. Da auch hier die Anzahl der verbleibenden aktiven Loops  $n_{loops,active}$  bekannt ist, kann diese in der Regelung beispielsweise durch Anpassung des effektiven DNI

$$G_{eff,adapted} = G_{eff} \frac{n_{loops,active}}{n_{loops}} \quad (5.1)$$

mit einbezogen werden. Hierbei wird der gemessene effektive DNI  $G_{eff}$  mit dem Quotienten aus den aktiven Loops  $n_{loops,active}$  und der Gesamtanzahl aller Loops  $n_{loops}$  multipliziert. Errechnet die Regelung den effektiv DNI  $G_{eff}$  aus den mithilfe der Wolkenkameras berechneten DNI Karten, so können stattdessen die DNI Werte der betroffenen Loops in den Karten zu Null gesetzt werden. Dieses Vorgehen ist etwas genauer als das der relativen Anpassung anhand des Quotienten.

Aufgrund der Kenntnis, falls Loops ausfallen oder deaktiviert sind und der Ähnlichkeit zur Defokussierung bzw. Verschmutzung der Loops wird auf eine Simulationsstudie diesbezüglich verzichtet. Da angenommen werden kann, dass sich die Regelung genauso wie in den genannten Fällen verhält, folgt daraus, dass diese auch gegen die Deaktivierung oder den Ausfall von Loops robust ist.

### 5.3 Test für ein anderes Kraftwerk

Zur Überprüfung, ob die in Kapitel 3 gefundene Regelung für den Massenstrom nur durch die Eingabe der neuen Kraftwerksdaten auf andere Kraftwerke anwendbar ist, wird diese Regelung am Kraftwerk Andasol-3 in Granada, Spanien (National Renewable Energy Laboratory, 2020b) getestet. Ein Layout des Kraftwerks ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Es ist zu sehen, dass das Solarfeld im Gegensatz zum Solarfeld von La Africana symmetrisch ist. Die vier Subfields besitzen jeweils 39 Loops, die wiederum (wie in La Africana) aus je 4 SCAs á 150 m bestehen. Damit besitzt Andasol-3 mit insgesamt 156 Loops etwas weniger Loops als La Africana. Außerdem ist zu sehen, dass an den vier Ecken und im Zentrum des Solarfeldes jeweils ein Pyrheliometer verbaut sind. Damit hat das Kraftwerk mit insgesamt fünf Pyrheliometern mehr Möglichkeiten zur DNI Messung als La Africana. Die nominale Eingangstemperatur von 293 °C und die nominale Ausgangstemperatur von 393 °C, die Kapazität der Salztanks mit einer Auslegung für 7,5 Stunden Vollast, sowie die maximale elektrische Leistung von 50 MW sind bei Andasol-3 identisch mit La Africana.

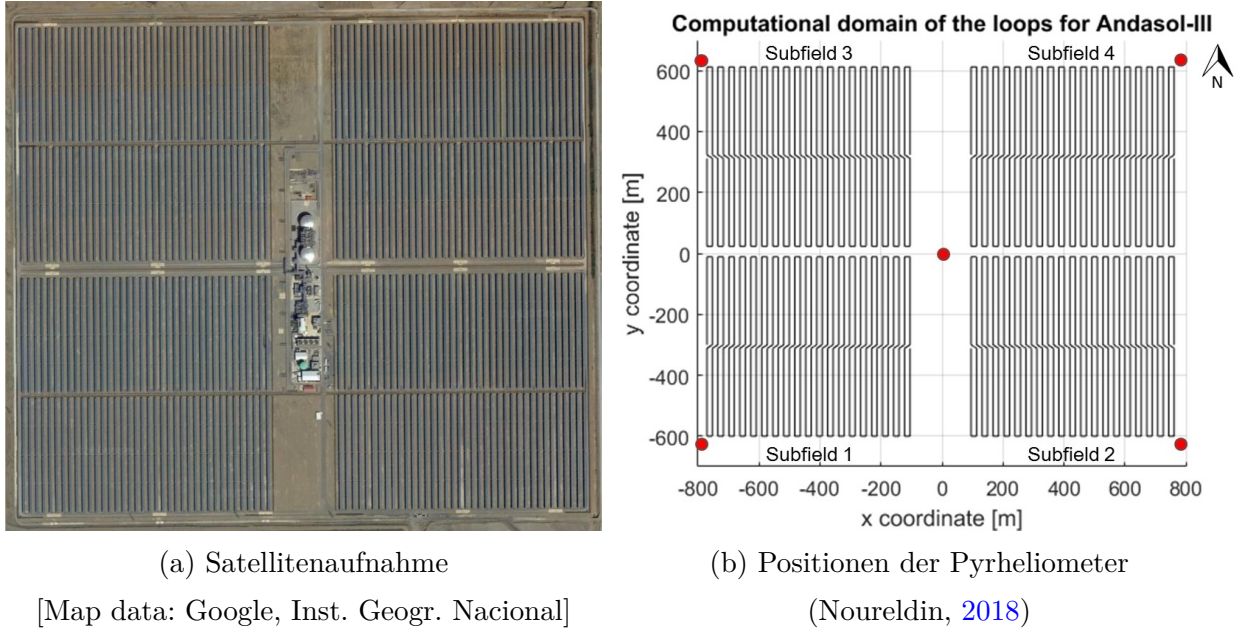


Abbildung 5.2: Layout des Andasol-3 Kraftwerks in Granada, Spanien

Aufgrund der unterschiedlichen Anzahl und Verteilung der Loops müssen die DNI Karten der Wolkenkameras neu berechnet werden. Zudem wird der Zuschnitt auf Zeiträume mit einem Höhenwinkel von mehr als  $12^\circ$  auf die neuen geografischen Begebenheiten angepasst. Die Ergebnisse der Simulation für die Testtage (ausschließlich dem 08.10.2015 und dem 28.09.2016) sind in Tabelle 5.4 dargestellt. Es ist zu sehen, dass der Erweiterte Referenzregler sowie die Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate den Ertrag verbessern können. Im Allgemeinen ist der Ertrag etwas niedriger als in La Africana, was aufgrund der reduzierten Anzahl der Loops zu erwarten ist. Die Regler mit dem Ziel Regelgüte und dem Ziel Fokusrate konnten das Ergebnis in allen Punkten verbessern.

Tabelle 5.4: Durchschnittliche Ergebnisse der Simulation des Kraftwerks Andasol-3

	Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldf.	Durchschnittl. Fokusrate
Referenzregler	49.228,81 €	371,34 °C	47.862	85,07 %
Erweiterter Referenzregler	49.276,43 €	371,24 °C	43.254	85,15 %
Regler Ziel Regelgüte	49.772,04 €	372,40 °C	35.149	85,39 %
Regler Ziel Fokusrate	49.782,54 €	372,47 °C	40.434	85,32 %

Aufgrund der Unterschiedlichen Anzahl an Loops ist es jedoch schwierig, das Ergebnis direkt mit dem des Kraftwerks La Africana zu vergleichen. Daher wird in Abbildung 5.3 der relative Ertrag verglichen. Dieser wird aus dem Verhältnis zwischen dem tatsächlich erwirtschafteten Ertrag  $R_{SF}$  (Gleichung 2.6) und dem theoretisch maximalen Ertrag  $R_{th}$  (Gleichung 2.1) berechnet. Die absolute Änderung des relativen Ertrags bewegt sich da-

bei zwischen -14 Prozentpunkte (25.11.2015) und +13 Prozentpunkte (18.10.2015). Bei den genannten Extrema entstehen die Unterschiede im relativen Ertrag durch einen Moduswechsel bzw. durch Verhinderung eines Moduswechsels. Die Ursachen für hierfür sind geringe Unterschiede in der Regelung oder Unterschiede in den DNI Karten. Beispielsweise verhält sich das Solarfeld am 03.06.2016 umgekehrt wie bei Einführung Massenstromregler. Aufgrund kleiner Temperaturunterschiede kann ein Wechsel in den Modus *startup* nicht verhindert werden (vergleiche Abbildung A.8).

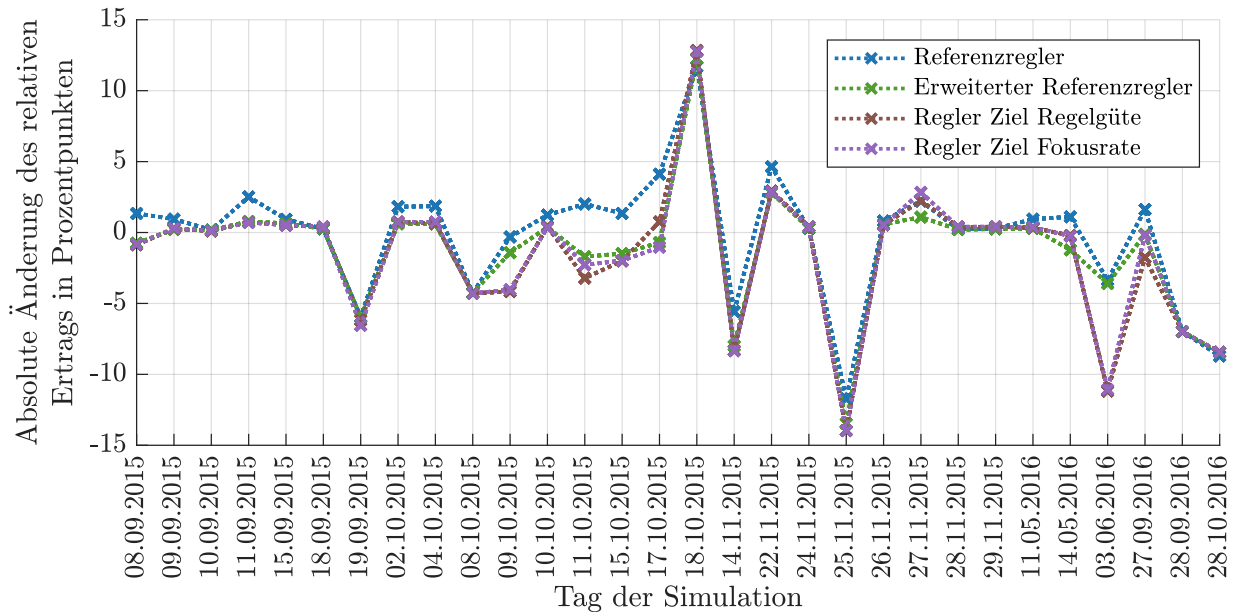


Abbildung 5.3: Vergleich des relativen Ertrags zwischen La Africana und Andasol-3

Betrachtet man die Anzahl der Tage, an denen das Andasol-3 einen größeren relativen Ertrag als La Africana erzielt, fällt auf, dass der Referenzregler an 22 Tagen ein positives Ergebnis erzielt. Dies kann durch die höhere Genauigkeit des gemessenen DNI aufgrund der gesteigerten Anzahl an Pyrheliometer erklärt werden. Die anderen Regler verzeichnen an 16 bzw. 17 Tagen ein besseres Ergebnis. Da dies in etwa der Hälfte der Tage entspricht, kann hier von einem ähnlichen Verhalten gesprochen werden. Aufgrund der Ausreißer sinkt die durchschnittliche absolute Änderung des relativen Ertrags um bis zu 1,6 Prozentpunkte.

Insgesamt zeigt die Regelung in beiden Kraftwerken ein ähnliches Verhalten. Besonders an Tagen mit klarem Himmel (z.B. 28. und 29.11.2015) ist die Regelung so gut wie identisch. Die größten Unterschiede sind in den DNI Karten selbst zu verzeichnen, die vor allem an den unterschiedlichen Verteilungen der Loops in den Solarfelder der Kraftwerke liegen. Somit kann festgestellt werden, dass sich die Regelung für den Massenstrom durch das Anpassen der Kraftwerkspezifischen Parameter auf andere Kraftwerke anwenden lässt.



## 6 Fazit

In diesem Kapitel wird die vorliegende Masterarbeit zusammengefasst und ein Ausblick für die zukünftigen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Regelung von Parabolrinnenkraftwerken gegeben.

### 6.1 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurden die bereits entwickelten Regler für den Pumpendruck am Eingang des Solarfeldes auf die Regelung des Massenstroms angepasst. Hierzu musste in Virtual Solar Field ein PI-Regler für den Pumpendruck integriert und die Berechnung der adaptiven Parameter angepasst werden. Im Anschluss wurden die beiden Regelungsansätze verglichen und keine wesentlichen Änderungen festgestellt. Diese Änderung hat den Zweck, die entwickelte Regelung auf andere Kraftwerke ausschließlich durch die Eingabe der kraftwerkspezifischen Parameter anzupassen. Zum Abschluss der Arbeit wurde diese These durch Anwendung der Regelung statt auf das La Africana Kraftwerk auf Andasol-3 überprüft und damit bestätigt.

Zudem wurde die Nutzung der Vorhersage der Einstrahlung auf das Solarfeld für die Bestimmung der Reglerparameter untersucht. Der Zeitraum, in dem die Vorhersage genutzt werden soll, wurde dabei anhand der Zeitdifferenz zwischen den Zeiten, die das Solarfeld benötigt um 95 % der Temperaturänderung bei einem Sprung des Massenstroms bzw. des effektiven DNI benötigt, ermittelt. Ein Test mit homogenen DNI Karten und einem versetzten Sprung des Massenstroms ergab dabei nur eine geringe Temperaturüberhöhung bzw. -unterkühlung, während ein Test mit den Reglern unter Anwendung verschiedener Methoden zu keiner nennenswerten Verbesserung führte. Daraus konnte geschlossen werden, dass durch die kurze Zeitdauer, die von der Vorhersage benötigt wird, im Vergleich zur langen Zeitdauer, bis sich diese in einer entsprechenden Temperaturänderung auswirkt, der PI-Regler durch seine Eigenschaften den Zeitversatz gut ausgleichen kann und somit mehr von einer genaueren Erfassung des Istzustands des Solarfeldes profitiert, als von der Nutzung einer Vorhersage. Jedoch können die Einstrahlungsvorhersagen nicht nur zur Reglerparametrierung, sondern auch noch für viele andere Zwecke, wie beispielsweise zur Prognose der möglichen Energieproduktion in den nächsten Minuten, eingesetzt werden.

Abschließend wurde die Robustheit gegenüber Störungen überprüft. Zum einen ist die Auswirkung auf die Regelung bei Unterschieden zwischen den von den Wolkenkameras erfassten DNI Karten und den auf dem Solarfeld vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen untersucht worden. Dieser Test zeigte, dass die klassenbasierten Regler noch immer eine Verbesserung des Ergebnisses bringen und somit gezeigt wurde, dass die Regelung gegen diese Abweichung robust ist. Zum anderen wurde die Robustheit der Regelung gegenüber einer Verschmutzung der Kollektoren oder anderen Wirkungsgradverlusten untersucht. Dabei wurde ersichtlich, dass die Regelung trotz abweichender Einstellung zwischen den Bedingungen am Solarfeld und den eingestellten Werten in der Regelung weiterhin ein gutes Ergebnis liefert und somit robust gegen diesen Störeinfluss ist.

## 6.2 Ausblick

Bei der Betrachtung der Robustheit gegen Unterschiede in den mit den Wolkenkameras gemessenen DNI Karten und der auf dem Solarfeld vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen, konnte man feststellen, dass Situationen existieren müssen, in denen die Nutzung der Pyrheliometer einen Vorteil bringt. Beispielsweise könnte dies bei klarem Himmel der Fall sein, da hier die Messung der Pyrheliometer genauer ist und der Vorteil der Wolkenkameras nicht vorhanden ist, da sich am Himmel keine Wolken befinden. Zum Erkennen dieser Situationen werden dennoch die Wolkenkameras benötigt. Welche Situationen dies sind, muss jedoch noch durch weitere Studien erarbeitet werden. Zum realen Einsatz der Regelung sind aufgrund von kombinierter homogener und inhomogener Verschmutzung der Reflektoren noch weitere Tests notwendig, um die beste Einstellung für die Regelung bei dieser Situation zu finden.

Des Weiteren lässt sich feststellen, dass durch Defokussierungen enorme Leistungsverluste hingenommen werden müssen. Diese lassen sich jedoch bei gleichmäßiger Verteilung des Massenstroms auf alle Loops nicht verhindern. Deshalb wäre eine modulare Einstellung der Drosselventile vor jedem Loop ein mögliches Mittel, um die Defokussierung durch eine Erhöhung des Massenstroms zu verhindern. Aufgrund der Tatsache, dass der Einbau von Regelventilen vor jedem Loop ein großer Kostenfaktor bezüglich Anschaffung und Wartung ist, müsste im Vornherein das Potential einer solchen Maßnahme untersucht und ein Konzept zur Regelung dieser Ventile aufgestellt werden. Die Herausforderung hierbei liegt in der Tatsache, dass die Änderung der Ventilstellung an einem Loop den Massenstrom aller anderen Loops ebenso beeinflusst.

# Literatur

- Burkholder, F. und C. Kutscher (2009). *Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver*. Report. NREL.
- Chiarappa, T., A. Maccari, F. Matino und C. Raggi (2012). „A new glass-to-metal seal and a real operating condition accelerated test“. In: *International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, Solarpaces, Marrakesch, Marokko*.
- Dersch, Jürgen (2020). Web Page. URL: [https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442\\_read-44865/](https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442_read-44865/).
- Feldhoff, Jan Fabian (2015). „Analysis of Once-Through Boiler Concepts in Parabolic Troughs“. Thesis.
- Hirsch, Tobias und Heiko Schenk (2010). „DYNAMICS OF OIL-BASED PARABOLIC TROUGH PLANTS - A DETAILED TRANSIENT SIMULATION MODEL“. In: *SolarPACES 2010, Perpignan, France*. URL: <https://elib.dlr.de/65799/>.
- IRENA (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Report. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>.
- Janotte, Nicole Nadine (2012). „Requirements for Representative Acceptance Tests for the Prediction of the Annual Yield of Parabolic Trough Solar Fields“. Thesis.
- Jung, C., J. Dersch, A. Nietsch und M. Senholdt (2015). „Technological Perspectives of Silicone Heat Transfer Fluids for Concentrated Solar Power“. In: *Energy Procedia* 69, S. 663–671. ISSN: 18766102. DOI: [10.1016/j.egypro.2015.03.076](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.076).
- Michalsky, Joseph (1988). „The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950–2050)“. In: *Solar Energy* 40, S. 227–235. DOI: [10.1016/0038-092X\(88\)90045-X](https://doi.org/10.1016/0038-092X(88)90045-X).
- National Renewable Energy Laboratory (2020a). Web Page. URL: <https://solarpaces.nrel.gov/la-africana>.
- (2020b). Web Page. URL: <https://solarpaces.nrel.gov/andasol-3>.
- Noureldin, Kareem (2018). „Modellierung und Regelung transienten Verfahren in Parabolrinnenkraftwerke mit einphasigem Wärmeträgermedium“. Thesis.
- Noureldin, Kareem, Tobias Hirsch, Pascal Kuhn, Bijan Nouri, Zeyad Yasser und Robert Pitz-Paal (2017). „Modelling an Automatic Controller for Parabolic Trough Solar Fields under Realistic Weather Conditions“. In:
- Nouri, B., K. Noureldin, T. Schlichting, S. Willbert, T. Hirsch, M. Schroedter-Homscheidt, P. Kuhn, A. Kazantzidis, L. F. Zarzalejo, P. Blanc, Z. Yasser, J. Fernández und R.

- Pitz-Paal (2020). „Optimization of parabolic trough power plant operations in variable irradiance conditions using all sky imagers“. In: *Solar Energy* 198, S. 434–453. ISSN: 0038092X. DOI: [10.1016/j.solener.2020.01.045](https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.01.045).
- Nouri, Bijan (2019). „A Way to Increase Parabolic Trough Plant Yield by Roughly 2% Using All Sky Imager Derived DNI Maps“. In: *SolarPACES 2019, Daegu*.
- Nouri, Bijan, Pascal Moritz Kuhn, Stefan Wilbert, Christoph Prah, Robert Pitz-Paal, Philippe Blanc, Thomas Schmidt, Zeyad Yasser, Lourdes Ramirez und Detlev Heinemann (2018). „Nowcasting of DNI Maps for the Solar Field Based on Voxel Carving and Individual 3D Cloud Objects from All Sky Images“. In: *SolarPACES Conference, Santiago de Chile*. URL: <https://elib.dlr.de/115635/>.
- Perez-Astudilloa, D. und D. Bachour (2013). „DNI, GHI and DHI ground measurements in Doha, Qatar“. In: *SolarPACES 2013, Las Vegas, USA*.
- REN21 (2020). *Renewables 2020 Global Status Report*. Report. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2020/>.
- Schenk, Heiko, Jürgen Dersch, Tobias Hirsch und Thomas Polklas (2015). „Transient Simulation of the Power Block in a Parabolic Trough Power Plant“. In: *11th International Modelica Conference, Versailles*, S. 605–614. URL: <https://elib.dlr.de/99135/>.
- Schlichtling, Tim (2018). „Bewertung der Verwendbarkeit von Strahlungskarten für den Einsatz in der Regelung eines Parabolrinnensystems“. Thesis.
- Schroedter-Homscheidt, Marion, Miriam Kosmale, Sandra Jung und Jan Kleissl (2018). „Classifying ground-measured 1 minute temporal variability within hourly intervals for direct normal irradiances“. In: *Meteorologische Zeitschrift* 27, S. 161–179.
- Solar Millennium (2011). „Die Parabolrinnenkraftwerke Andasol 1 bis 3 - Premiere der Technologie in Europa“. In: URL: <http://large.stanford.edu/publications/coal/references/docs/Andasol1-3deutsch.pdf>.
- Wilbert, Stefan, Bijan Nouri, Zeyad Yasser, Tobias Hirsch, Detlef Glumm, Pascal Kuhn, Ansgar Macke, Kareem Nouredin, Thomas Schmidt, Mark Schmitz und Marion Schroedter-Homscheidt (2018). „WobaS - Wolkenkamera-basierte Betriebsstrategien für konzentrierende Solarkraftwerke“. In:
- Wittmann, Michael, Christian Müller-Elvers, Heiko Schenk und Barnaby Bruce (2012). „Optimization of Molten Salt Parabolic Trough Power Plants using different Salt Candidates“. In: *SolarPACES 2012*. URL: <https://elib.dlr.de/79215/>.
- Zunft, S. (2003). „Dynamik und Regelung von Solarkollektoren zur Prozeßwärme- und Stromerzeugung“. Thesis.

# A Anhang

## A.1 Zeitliche und Räumliche Klassifizierung

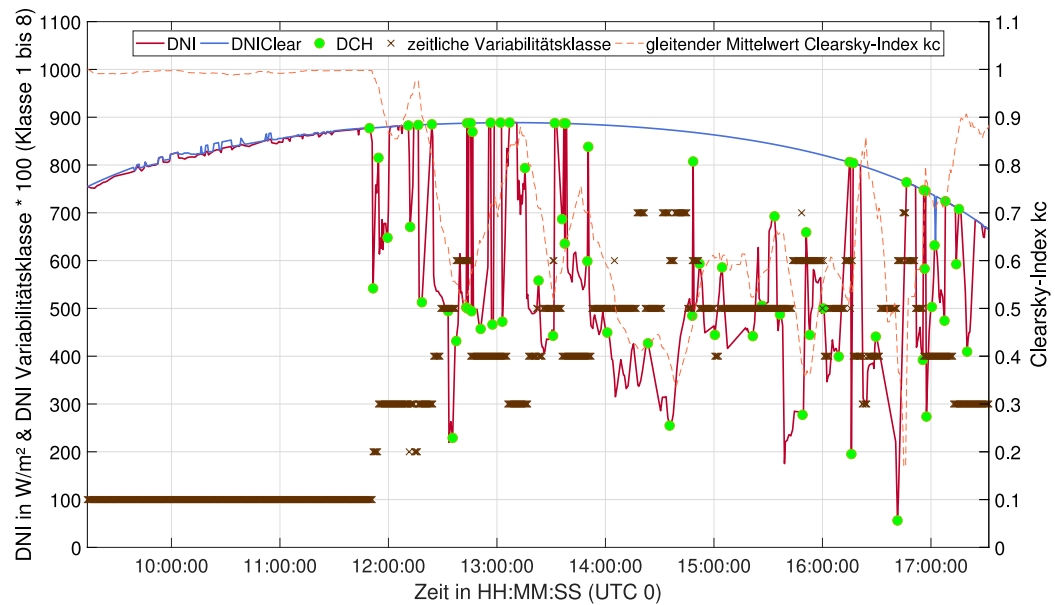


Abbildung A.1: Zeitliche Klassifizierung für den 09. September 2015 (Schlichtling, [2018](#))

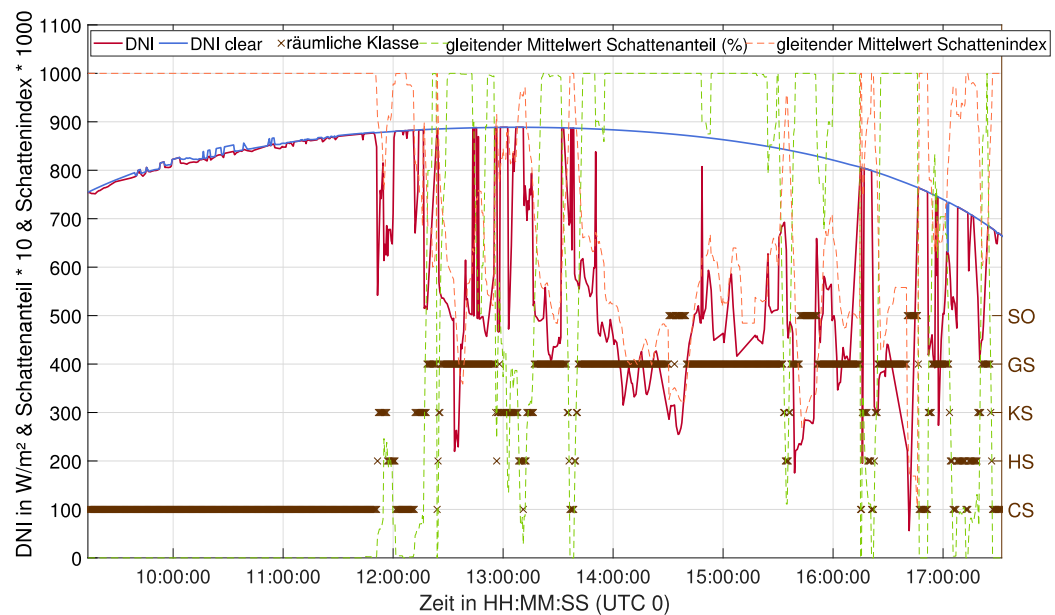


Abbildung A.2: Räumliche Klassifizierung für den 09. September 2015 (Schlichtling, [2018](#))

## A.2 Reglerparameter

### A.2.1 Reglerparameter Ziel Regelgüte

Tabelle A.1: Reglerparameter des Reglers Ziel Regelgüte (Schlichtling, 2018)

	adaptiver Pumpregler			Focus FB Loop			Winkelabweichung		
Klasse	$K_p$	$T_p$	$T_c$	$K_p$	$T_p$	$T_c$	$K_p$	$T_p$	$T_c$
1	adaptiv	adaptiv	moderat	3	160	sehr agg.	-2	50	moderat
2	"	"	aggressiv	"	"	aggressiv	"	"	moderat
3.1	"	"	moderat		deaktiviert		"	"	aggressiv
3.2	"	"	aggressiv		deaktiviert		"	"	aggressiv
4.1	"	"	moderat		deaktiviert		"	"	aggressiv
4.2	"	"	aggressiv		deaktiviert		"	"	aggressiv
5	"	"	aggressiv		deaktiviert		"	"	moderat

### A.2.2 Reglerparameter Ziel Fokusrate

Tabelle A.2: Reglerparameter des Reglers Ziel Fokusrate (Schlichtling, 2018)

	adaptiver Pumpregler			Focus FB Loop			Winkelabweichung		
Klasse	$K_p$	$T_p$	$T_c$	$K_p$	$T_p$	$T_c$	$K_p$	$T_p$	$T_c$
1	adaptiv	adaptiv	moderat	3	160	sehr agg.	-6	115	moderat
2	"	"	aggressiv	"	"	aggressiv	"	"	moderat
3.1	"	"	konservativ		deaktiviert		"	"	moderat
3.2	"	"	aggressiv		deaktiviert		"	"	moderat
4.1	"	"	moderat	"	"	moderat	"	"	moderat
4.2	"	"	aggressiv		deaktiviert		"	"	moderat
5	"	"	konservativ	"	"	moderat	"	"	moderat

### A.3 Klassifizierung der 30 Versuchstage

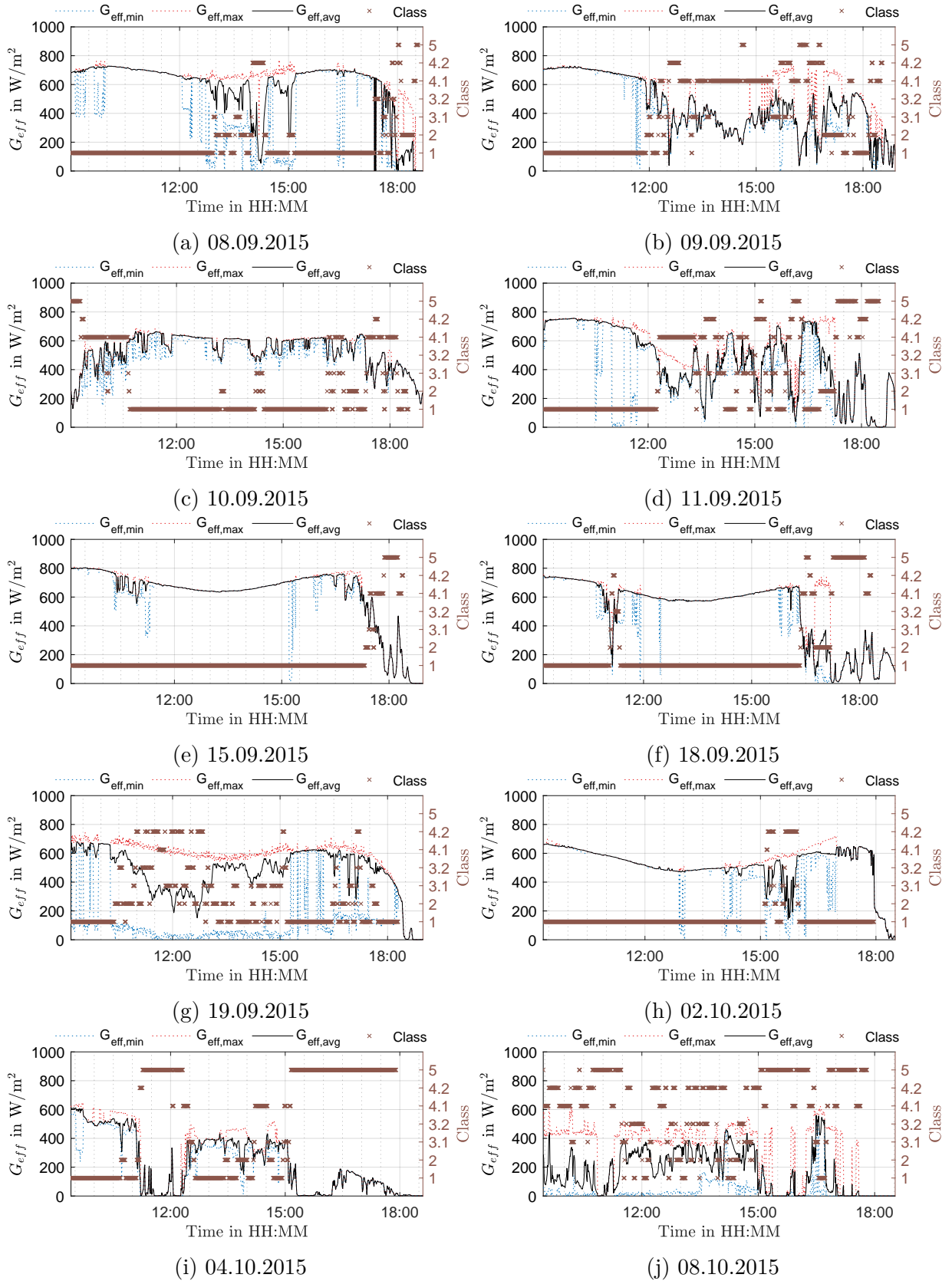


Abbildung A.3: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 30 Versuchstage

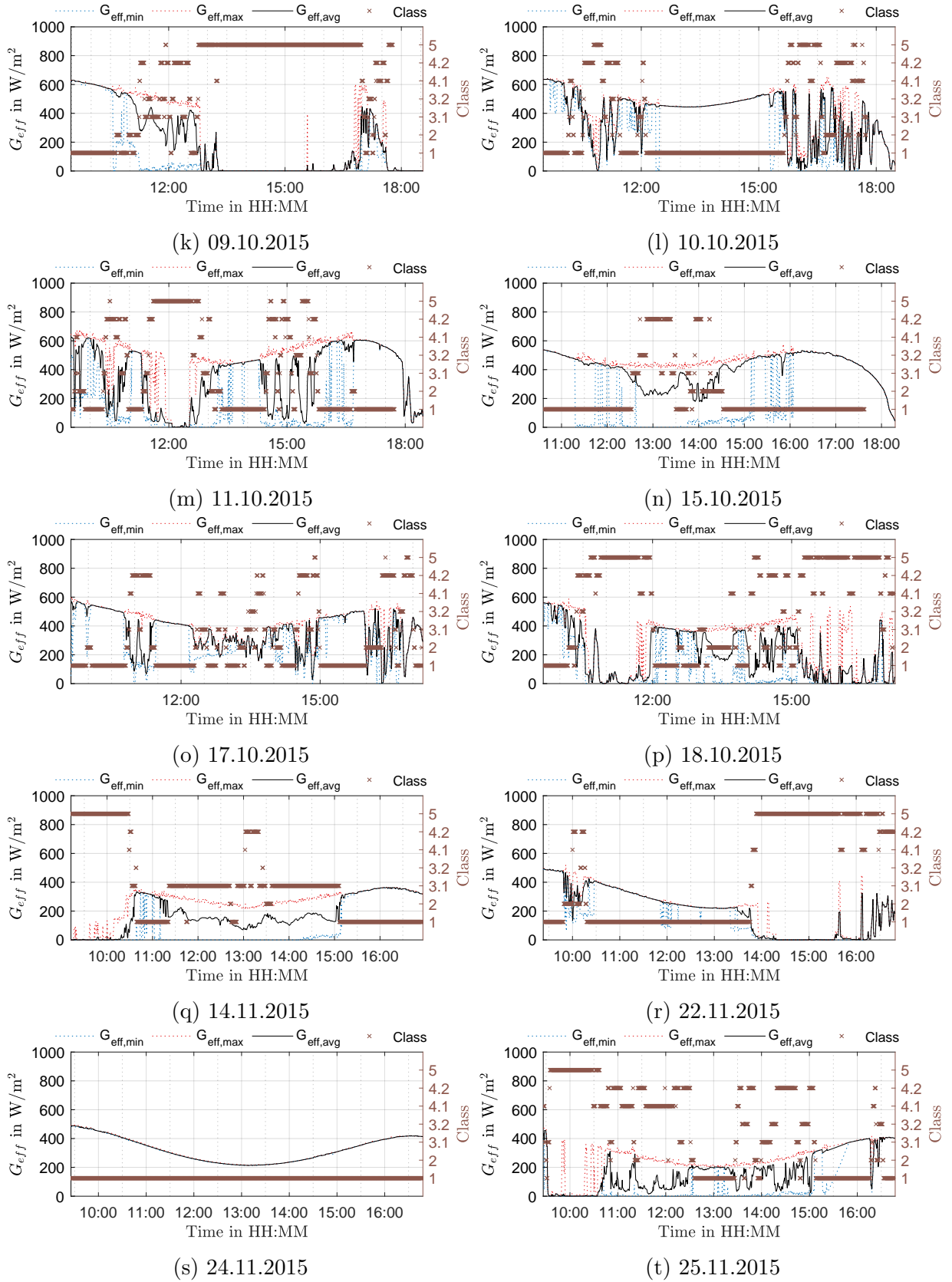


Abbildung A.3: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 30 Versuchstage (fortgesetzt)



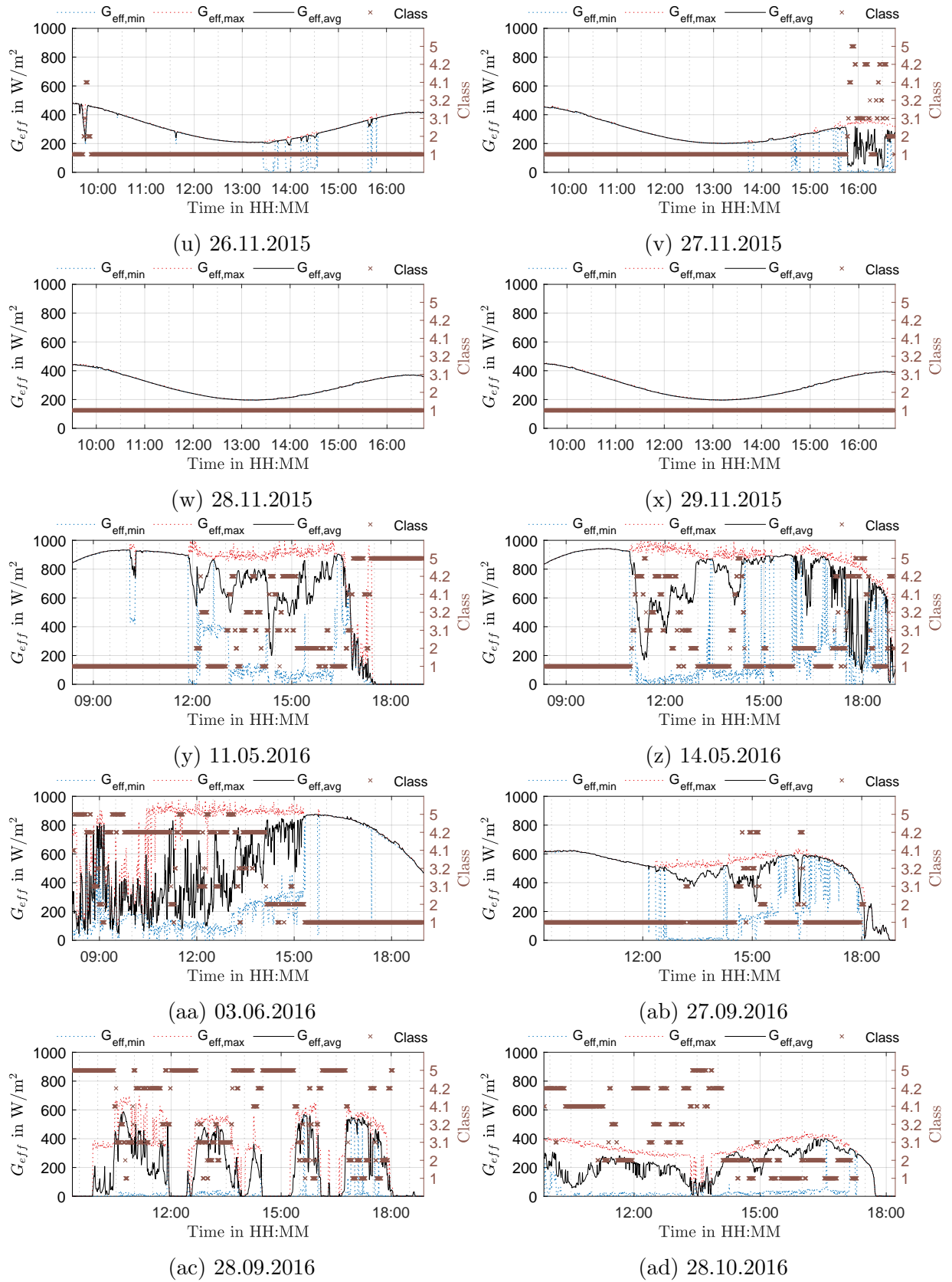
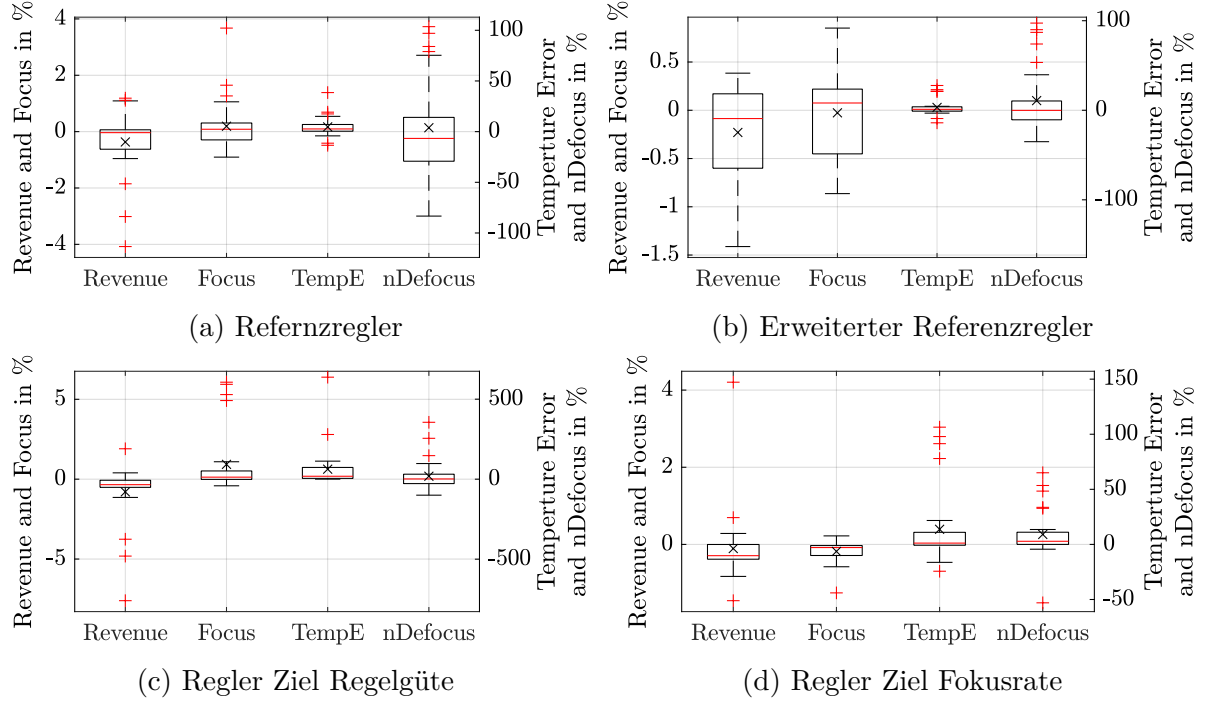


Abbildung A.3: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 30 Versuchstage (fortgesetzt)

## A.4 Vergleich der Regler in Virtual Solar Field und Matlab



× Mittelwert, — Median, + Ausreißer (außerhalb von 99,3 % der Normalverteilung)

Abbildung A.4: Vergleich der Regler in Virtual Solar Field und Matlab

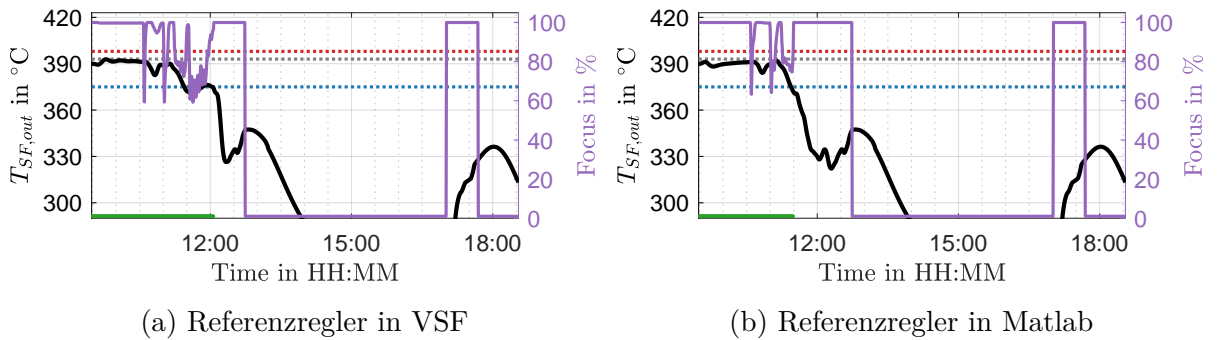


Abbildung A.5: Vergleich der Feldausgangstemperatur und der Fokusrate sowie des Betriebsmodus der Referenzregler in VSF und Matlab für den 09.10.2015

## A.5 Verhalten des Pumpenreglers

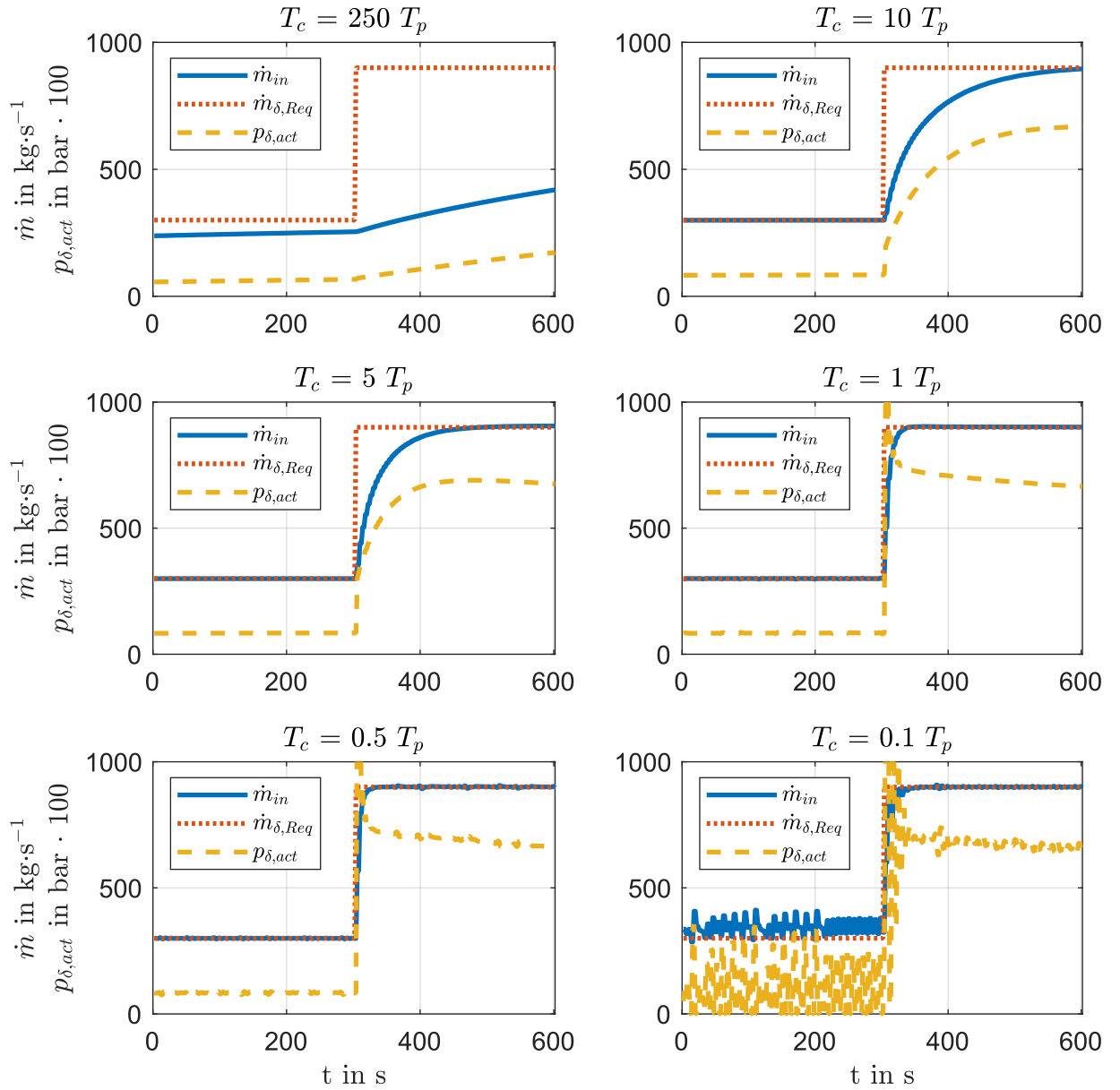
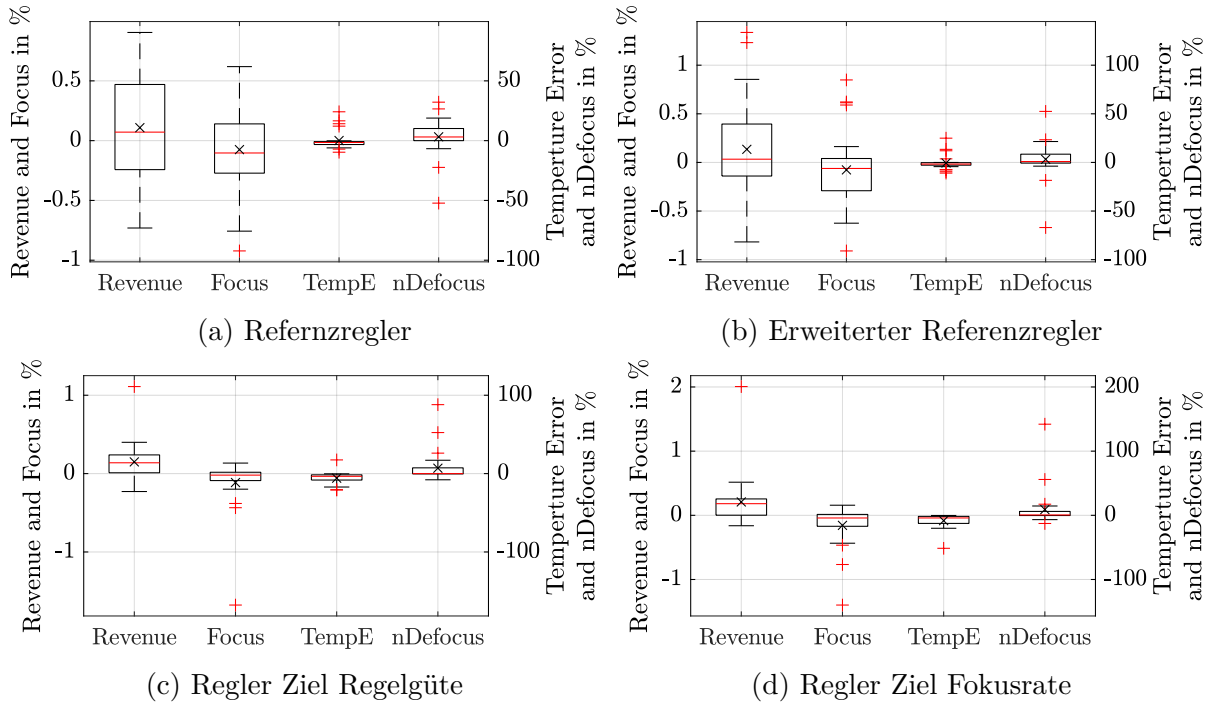


Abbildung A.6: Verhalten des Pumpenreglers bei einem proportionalem Verstärkungsfaktor  $K_p = 0,0004$  und verschiedenen Werten der Zeitkonstante  $T_c$

## A.6 Vergleich Referenzregler und Massenstromregler



× Mittelwert, — Median, + Ausreißer (außerhalb von 99,3 % der Normalverteilung)

Abbildung A.7: Vergleich der Regler in Matlab für den Pumpendruck und den Massenstrom

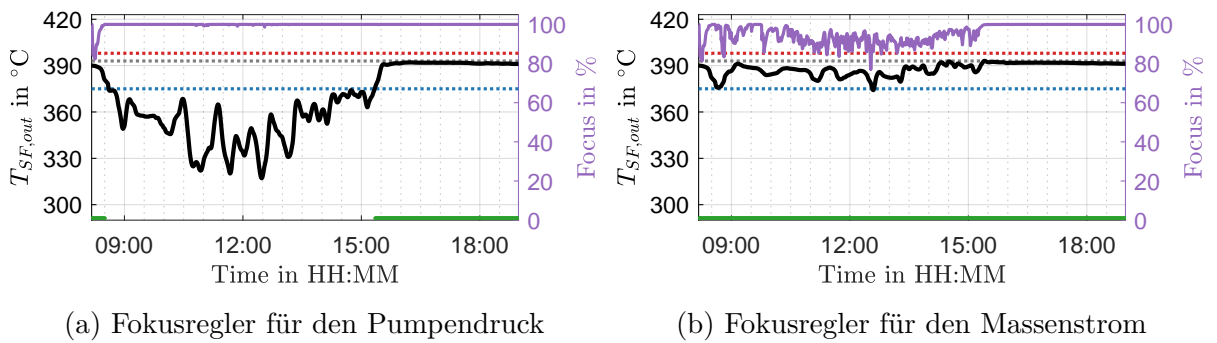


Abbildung A.8: Vergleich der Feldausgangstemperatur und der Fokusrate sowie des Betriebsmodus der Fokusregler für den Pumpendruck und dem Massenstrom für den 03.06.2016

## A.7 Systemparameter

### A.7.1 Zeitkonstante Führungssprung

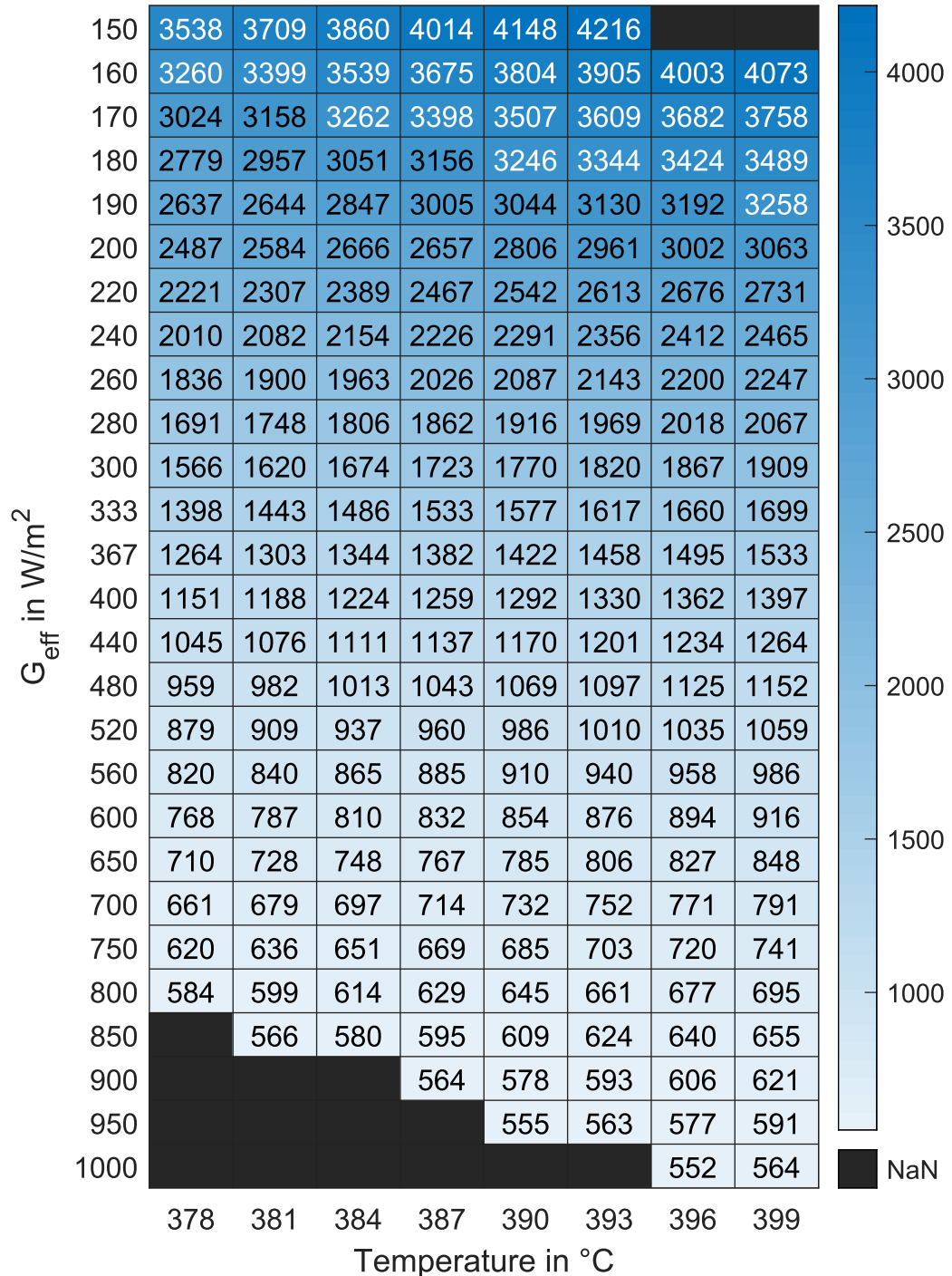


Abbildung A.9: Zeitkonstanten in Sekunden für einen Führungssprung auf das Solarfeld

## A.7.2 Zeitkonstante Störsprung

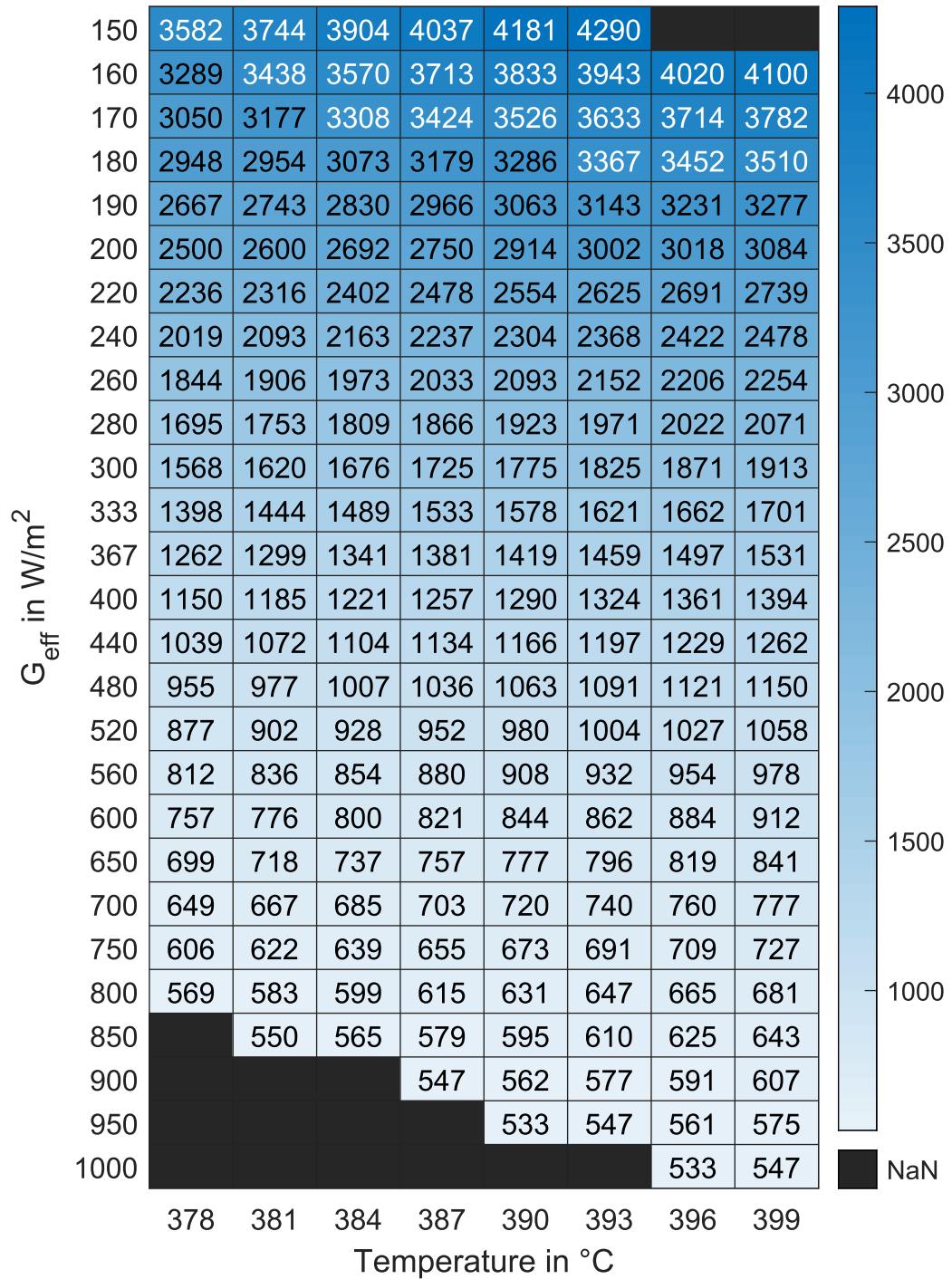


Abbildung A.10: Zeitkonstanten in Sekunden für einen Störsprung auf das Solarfeld

## A.8 Zustandsraummodell und Eigenwerte

### A.8.1 Zustandsraummodell

Aus dem Zustandsraummodell eines Systems können viele Eigenschaften der Regelstrecke ermittelt werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden ein Loop des Solarfeld vereinfacht in der Zustandsraumdarstellung angegeben werden. Aus diesem einen Loop kann dann durch Skalierung auf das ganze Feld geschlossen werden. Da es bei dem Solarfeld sich um ein nichtlineares zeitvariantes System mit Single Input (Massenstrom am Feldeingang  $\dot{m}_{in}$ ) und Single Output (Fluidtemperatur an Feldeingang  $T_{SF,out}$ ) ohne Durchgang der Steuer- und Störgröße kann es im Allgemeinen angegeben werden als

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}}(t) &= \mathbf{A}(t)\mathbf{x}(t) + \mathbf{b}(t)u(t) + \mathbf{e}(t)d(t), & \mathbf{x}(0) &= \mathbf{x}_0 \\ \mathbf{y}(t) &= \mathbf{c}^T(t)\mathbf{x}(t) .\end{aligned}\tag{A.1}$$

Stellt man die Gleichungen 2.9 und 2.10 nach dem Partialbruch der Temperatur nach der Zeit um, erhält man nach Schlichtling, 2018 die beiden Differentialgleichungen

$$\frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{\dot{q}_{conv}}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} - v_f \frac{\partial T_f}{\partial x} \quad \text{sowie} \tag{A.2}$$

$$\frac{\partial T_w}{\partial t} = \frac{\dot{q}_{sol} - \dot{q}_{loss} - \dot{q}_{conv}}{\rho_w A_{CS} c_{pw}} . \tag{A.3}$$

Diese bilden nun die Grundlage für den Zustandsvektor  $\mathbf{x}(t)$ . Die Ableitung der Fluidtemperatur kann dabei für einen Loop durch

$$\frac{\partial T_f}{\partial x} \approx \frac{\Delta T_f}{\Delta x} = \frac{T_f(t) - T_{in}}{L} \tag{A.4}$$

angenähert werden, wobei  $L$  die Länge eines Loops bezeichnet. Die Fließgeschwindigkeit  $v_f$  kann durch Anwendung der Kontinuitätsgleichung in Abhängigkeit des Massenstroms  $\dot{m}$ , der Dichte des Fluids  $\rho_f$  und dem Innendurchmesser des Rohres  $A_i$  dargestellt werden.

$$v_f = \frac{\dot{m}}{\rho_f A_i} \tag{A.5}$$

Zur Ermittlung des Massenstroms  $\dot{m}$ , von dem ein einzelner Loop durchflossen wird, wird angenommen, dass der Massenstrom am Feldeingang  $\dot{m}_{in}$  homogen auf alle Loops verteilt wird. Hierfür muss der Eingangsmassenstrom  $\dot{m}_{in}$  durch die Anzahl der Loops  $n_{loops}$  geteilt werden.

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{in}}{n_{loops}} \quad (\text{A.6})$$

Setzt man nun die Gleichungen 2.12 und 2.13 sowie die Gleichungen A.4, A.5 und A.6 in die Gleichungen A.2 und A.3 ein so lässt sich die Ableitung des Zustandsvektors zu

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial T_f}{\partial t} \\ \frac{\partial T_w}{\partial t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\alpha_f \pi D_i (T_w(t) - T_f(t))}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} - \frac{\dot{m}_{in}(t)}{\rho_f A_i n_{loops}} \frac{T_f(t) - T_{in}}{L} \\ \frac{\dot{q}_{sol} - (0.141 \cdot T_w(t) + 6.48 \times 10^{-9} \cdot T_w^4(t)) - \alpha_f \pi D_i (T_w(t) - T_f(t))}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

bestimmen. Die Systemmatrix  $\mathbf{A}(t)$  lässt sich nun durch Extraktion der Fluidtemperatur  $T_f$  und der Wandtemperatur des Absorberrohres  $T_w$  zu

$$\mathbf{A}(t) = \begin{bmatrix} -\frac{\alpha_f \pi D_i}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} & \frac{\alpha_f \pi D_i}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} - \frac{\dot{m}_{in}(t)}{\rho_f A_i L n_{loops}} \\ \frac{\alpha_f \pi D_i}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} & -\frac{0.141 + 6.48 \times 10^{-9} \cdot T_w^3(t) + \alpha_f \pi D_i}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

bestimmen. Da die Systemmatrix abhängig vom Eingangsmassenstrom  $\dot{m}_{in}(t)$  und der Wandtemperatur des Absorberrohres  $T_w(t)$  ist, ist diese nichtlinear.

Der Massenstrom am Feldeingang  $\dot{m}_{in}$  ist die Steuergröße  $u(t)$  und daher kann das Produkt aus Steuervektor und Steuergröße als

$$\mathbf{b}(t)u(t) = \mathbf{b}u(t) = \begin{bmatrix} \frac{T_{in}}{\rho_f A_i L n_{loops}} \\ 0 \end{bmatrix} \dot{m}_{in}(t) \quad (\text{A.9})$$

darstellen. Der Steuervektor  $\mathbf{b}$  ist dabei nicht abhängig von der Fluidtemperatur  $T_f$ , da diese Nichtlinearität bereits in der Systemmatrix dargestellt wird.

Nach Feldhoff, 2015 wirkt der DNI als Störgröße auf das System. Somit kann, wie in Gleichung 2.11 dargestellt, der sonnenstandsabhängige Strahlungswert  $G_{eff}$  die einzige Veränderliche des spezifischen Wärmestroms der Einstrahlung  $\dot{q}_{sol}$  ist, lässt sich das Produkt aus Störmatrix und Störgröße beschreiben als

$$\mathbf{e}(t)d(t) = \mathbf{e}d(t) = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\eta_{opt} \cdot r \cdot \eta_{endloss} \cdot w}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} \end{bmatrix} G_{eff}(t) . \quad (\text{A.10})$$



Der Ausgang des Systems  $\mathbf{y}(t)$  entspricht der Fluidtemperatur  $T_f$ , wodurch sich der Ausgangsvektor zu

$$\mathbf{c}^T(t) = \mathbf{c}^T = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

bestimmen lässt. Eingesetzt in Gleichung A.1 ergibt sich das Zustandsraummodell für einen Loop, welches das gesamte Solarfeld repräsentiert

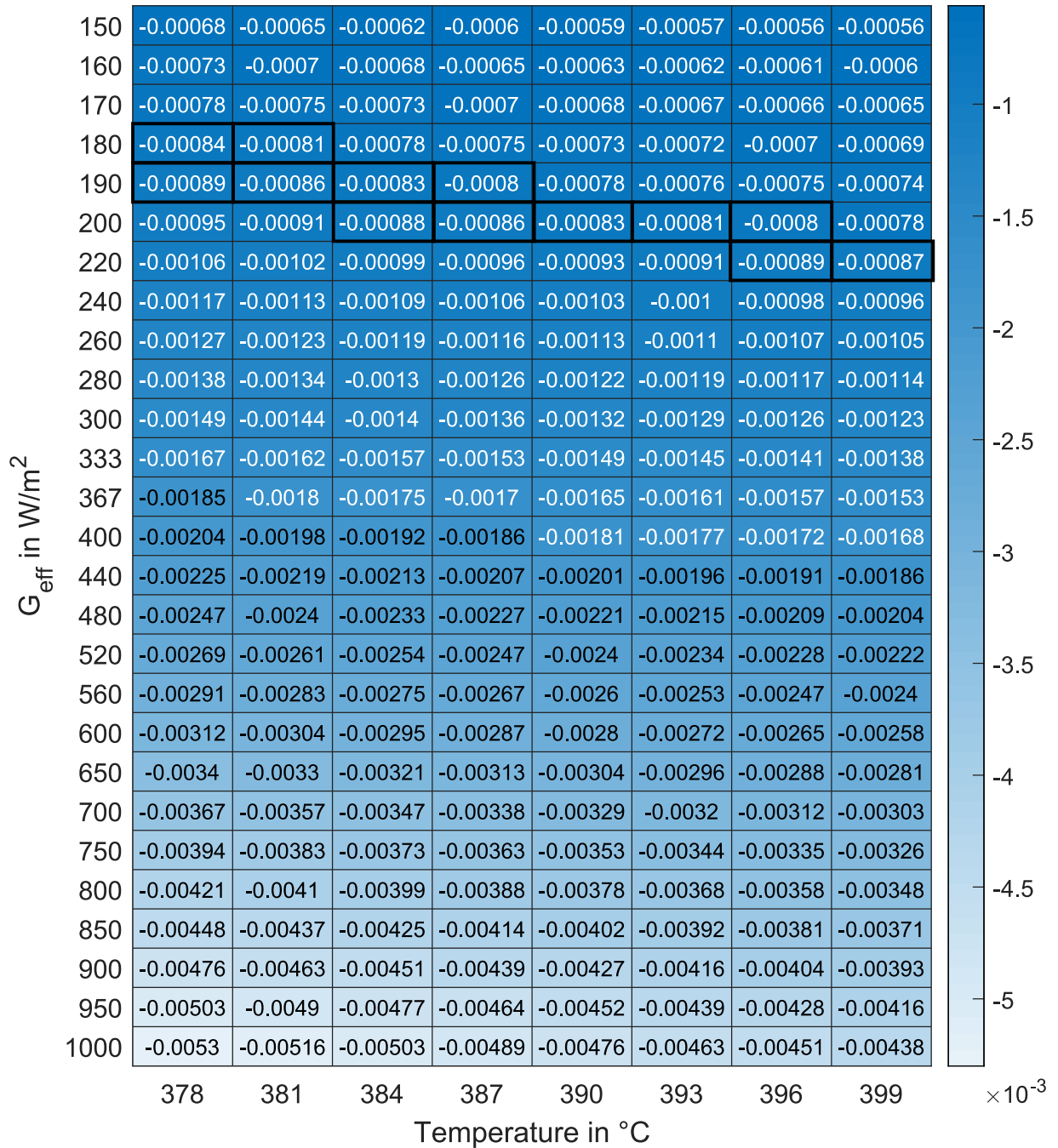
$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \frac{\partial T_f}{\partial t} \\ \frac{\partial T_w}{\partial t} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{\alpha_f \pi D_i}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} & \frac{\alpha_f \pi D_i}{A_i \rho_f \bar{c}_{v_f}} - \frac{\dot{m}_{in}(t)}{\rho_f A_i n_{loops}} \\ \frac{\alpha_f \pi D_i}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} & -\frac{0.141 + 6.48 \times 10^{-9} \cdot T_w^3(t) + \alpha_f \pi D_i}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_f(t) \\ T_w(t) \end{bmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} \frac{T_{in}}{\rho_f A_i L n_{loops}} \\ 0 \end{bmatrix} \dot{m}_{in}(t) + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\eta_{opt} \cdot r \cdot \eta_{endloss} \cdot w}{\rho_w A_{CSC_{pw}}} \end{bmatrix} G_{eff}(t), \quad \begin{bmatrix} T_f(0) \\ T_w(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{f,0} \\ T_{w,0} \end{bmatrix} \\ T_{SF,out}(t) &= \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_f(t) \\ T_w(t) \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

## A.8.2 Eigenwerte

Die Eigenwerte der Systemmatrix können mithilfe der Determinante  $\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0$  ermittelt werden. Da die Systemmatrix des Zustandsraummodells in Gleichung A.12 nichtlinear ist, müssen erst Werte für den Massenstrom am Feldeingang  $\dot{m}_{in}$  und der Wandtemperatur des Absorberrohres  $T_w$  festgelegt werden. Da die Temperatur der Absorberrohre nur geringfügig (ca. 1 °C bis 5 °C) höher als die Fluidtemperatur  $T_f$  ist, kann angenommen werden, dass die Wandtemperatur ungefähr der Fluidtemperatur entspricht. Somit gilt

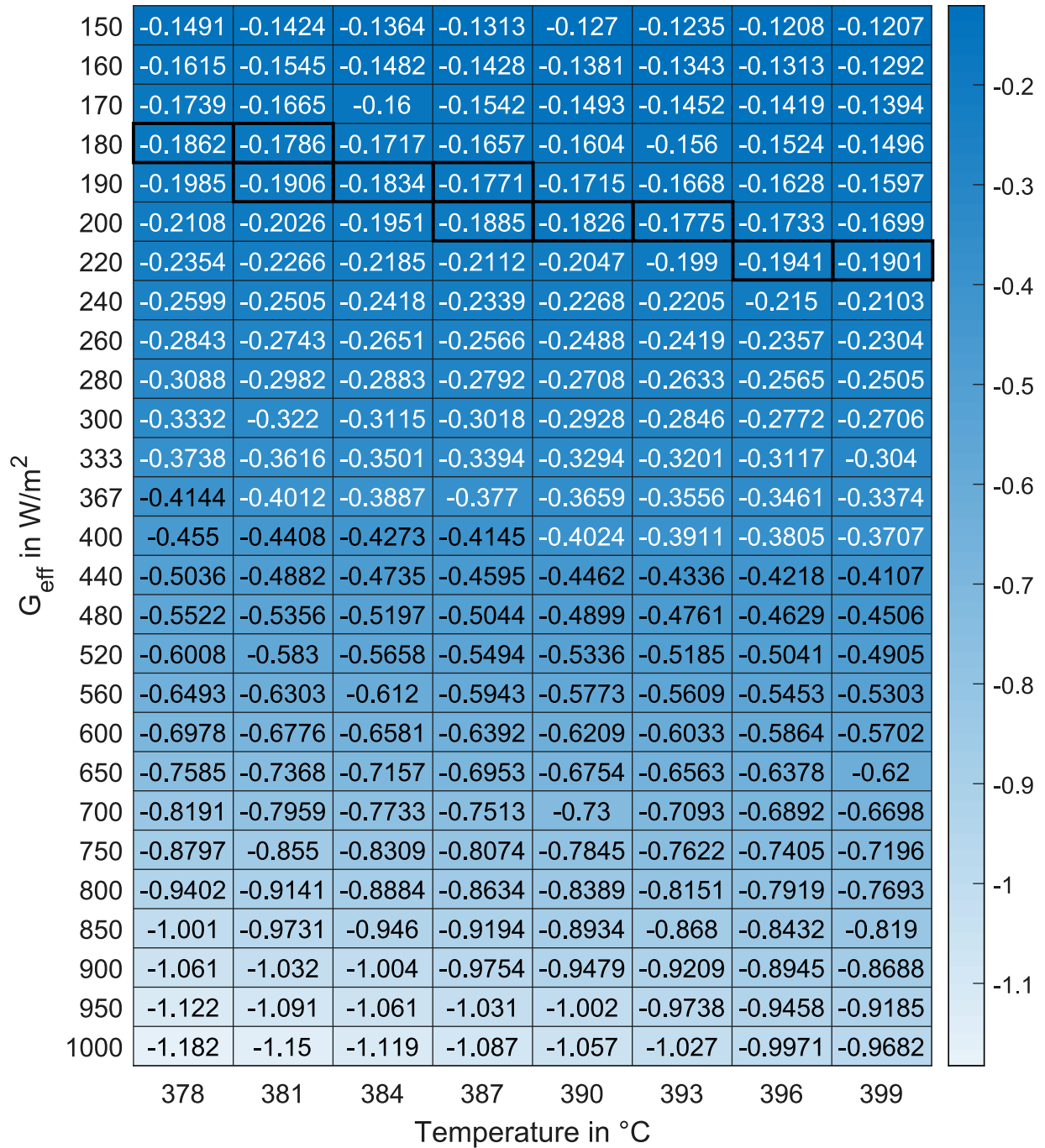
$$T_w \approx T_f. \quad (\text{A.13})$$

Der Massenstrom am Feldeingang wird entsprechend der Regression für des benötigten Massenstroms im stationären Zustand des Solarfeldes Gleichung 4.2 festgelegt. Dadurch sind die Eigenwerte abhängig vom effektiv wirkenden DNI auf das Solarfeld  $G_{eff}$ . Die aus diesen Festlegungen resultierenden maximalen und minimalen Eigenwerte sind in Abbildung A.11 dargestellt. Dabei sind die Eigenwertbereiche, die zu einem instabilen Verhalten führen und damit zu Inkonsistenzen in Abbildung 4.3 markiert.



(a) Maximale Eigenwerte

Abbildung A.11: Eigenwerte des Solarfeldes aus dem Zustandsraummodell



(b) Minimale Eigenwerte

Abbildung A.11: Eigenwerte des Solarfeldes aus dem Zustandsraummodell (fortgesetzt)

## A.9 DNI Werte der Schattenkameras

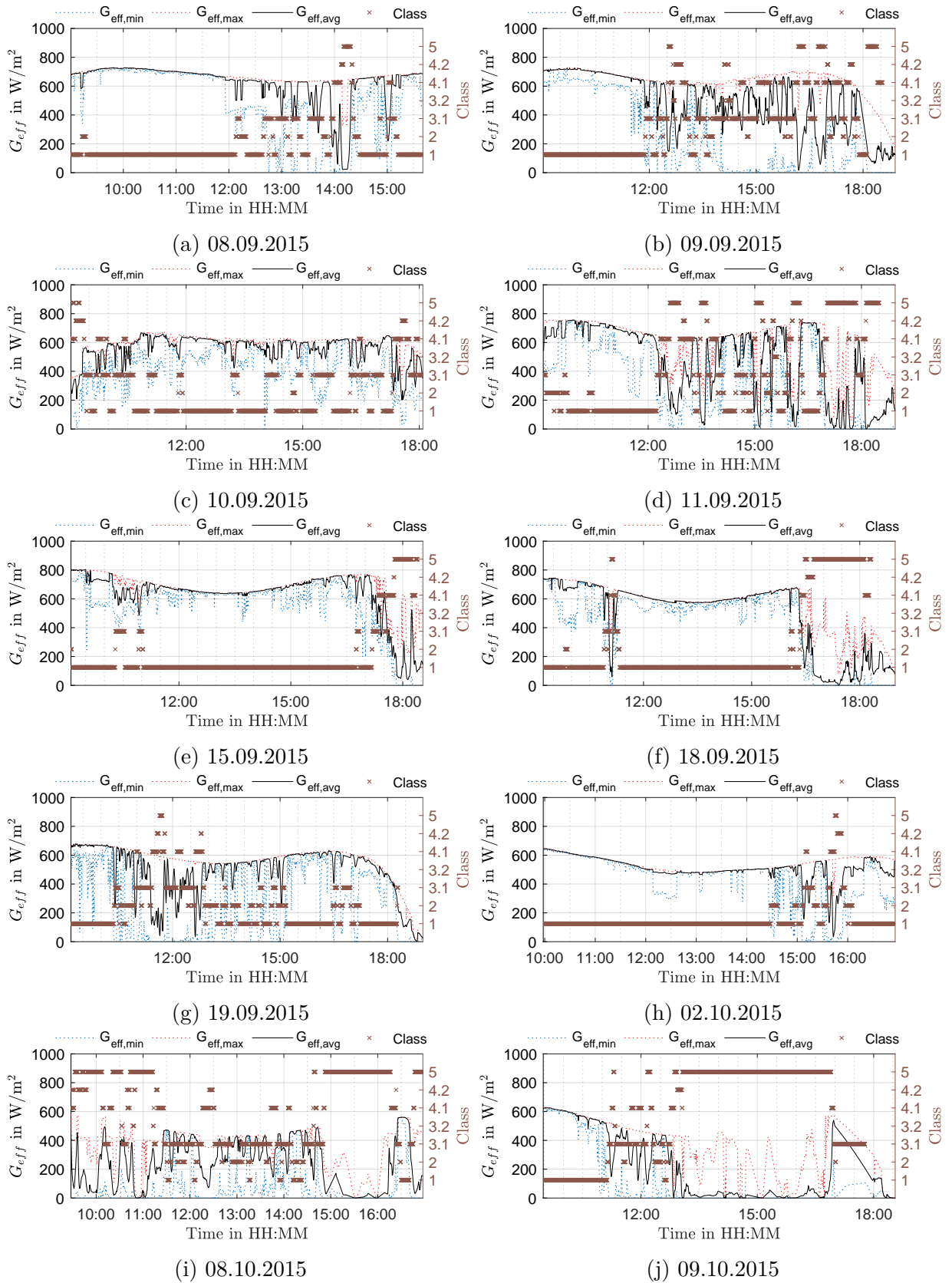


Abbildung A.12: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 22 Versuchstage der Schattenkameras

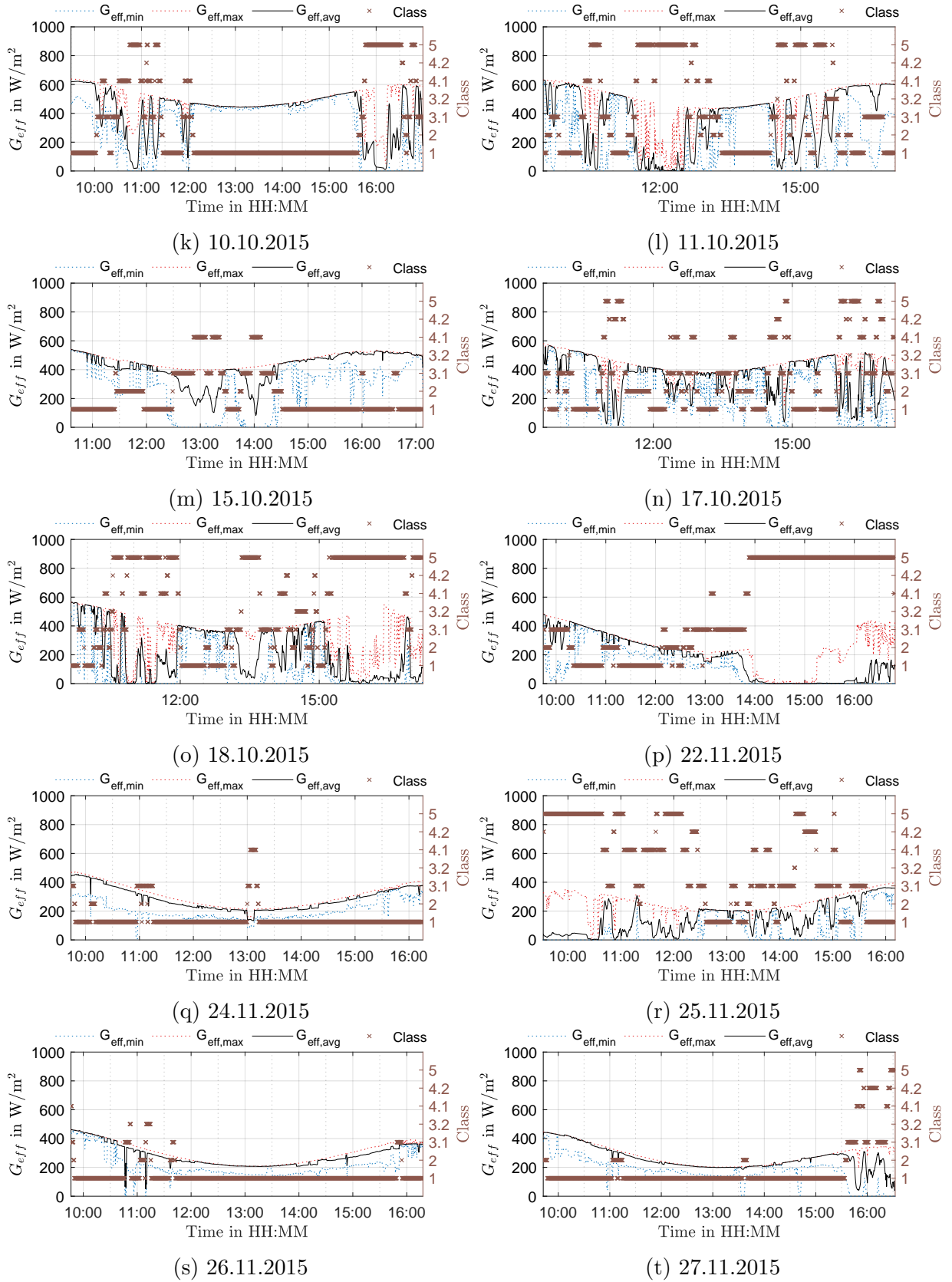
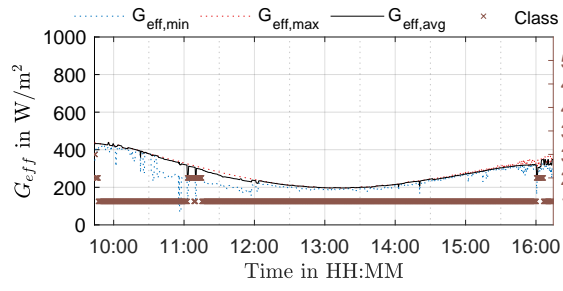
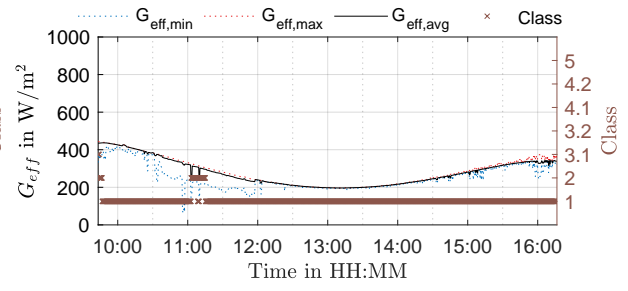


Abbildung A.12: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 22 Versuchstage der Schattenkameras (fortgesetzt)



(u) 28.11.2015



(v) 29.11.2015

Abbildung A.12: Minimaler, Maximaler und Durchschnittlicher DNI sowie Klassen der 22 Versuchstage der Schattenkameras (fortgesetzt)

## A.10 Absoluter und relativer Ertrag bei Simulation mit DNI Karten der Schattenkameras

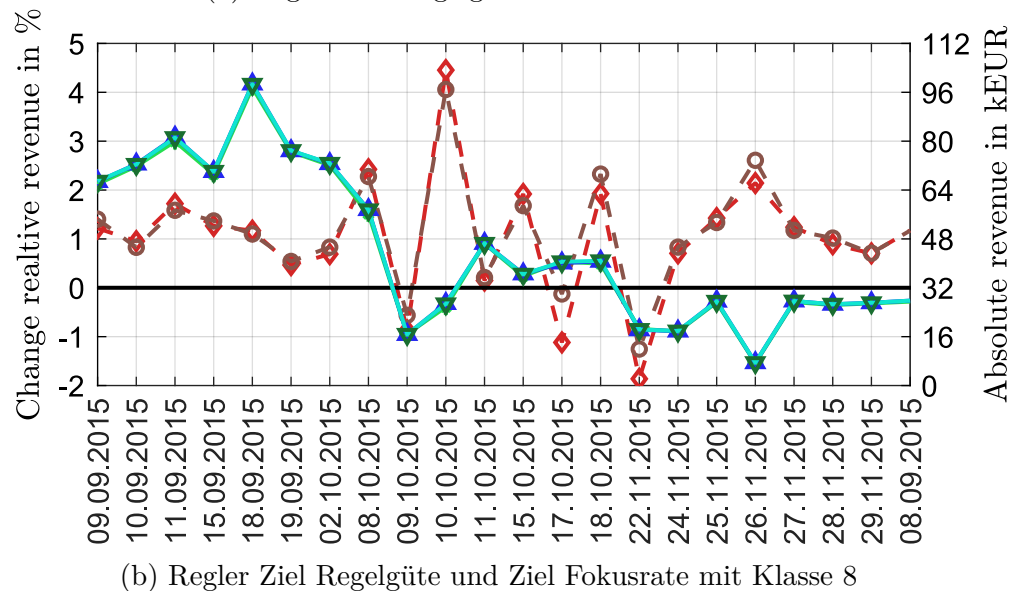
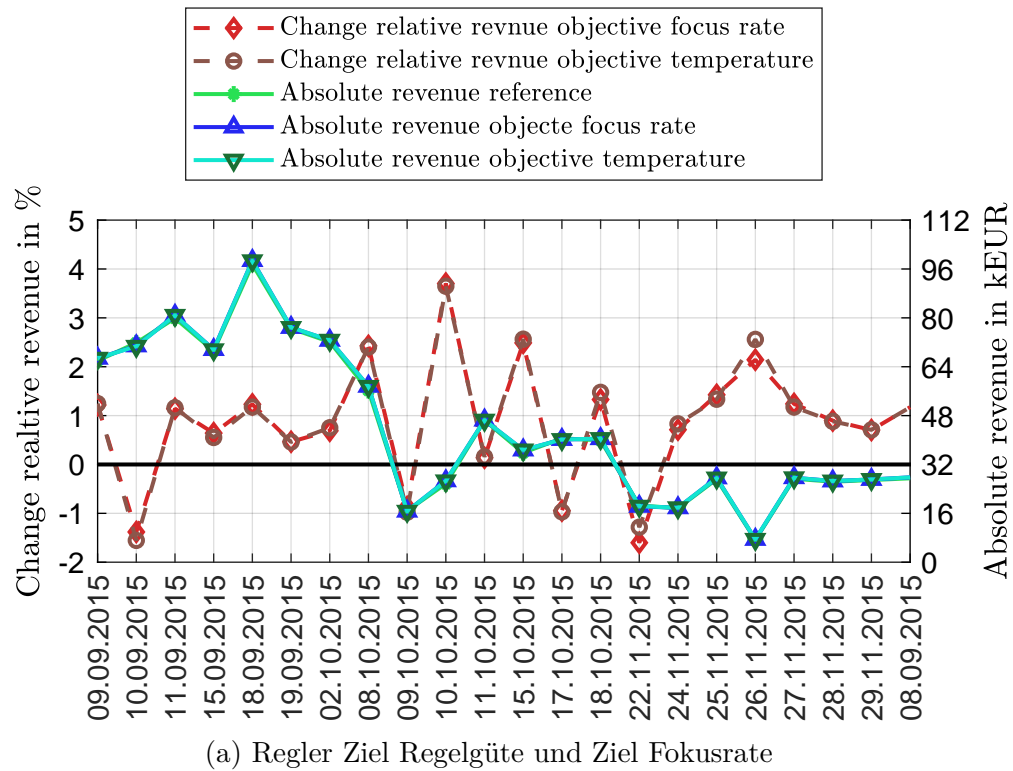


Abbildung A.13: Absoluter und relativer Ertrag bei Simulation mit DNI Karten der Schattenkameras

## A.11 Ergebnisse bei homogener Verschmutzung der Kollektoren

Tabelle A.3: Ergebnisse der Regler bei homogener Verschmutzung der Kollektoren

(a) Durchschnittliche Ergebnisse des Referenzreglers

Verschmutzung		Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldef.	Durchschnittl. Fokusrate
Simulation	Regelung				
0 %	0 %	52.367,66 €	371,00 °C	59.017	86,62 %
0 %	5 %	51.994,69 €	371,38 °C	63.719	85,91 %
0 %	10 %	51.514,94 €	371,72 °C	66.310	85,30 %
5 %	0 %	49.333,54 €	370,40 °C	64.216	86,60 %
5 %	5 %	49.349,06 €	370,75 °C	67.193	86,50 %
5 %	10 %	48.899,24 €	371,06 °C	71.811	85,73 %
10 %	0 %	45.944,37 €	369,01 °C	76.185	86,22 %
10 %	5 %	46.242,72 €	369,87 °C	77.972	86,40 %
10 %	10 %	46.266,69 €	370,25 °C	80.810	86,34 %

(b) Durchschnittliche Ergebnisse des erweiterten Referenzreglers

Verschmutzung		Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldef.	Durchschnittl. Fokusrate
Simulation	Regelung				
0 %	0 %	53.158,99 €	372,61 °C	47.537	86,98 %
0 %	5 %	53.101,93 €	373,71 °C	54.984	86,21 %
0 %	10 %	52.663,11 €	374,08 °C	59.726	85,49 %
5 %	0 %	50.085,15 €	372,14 °C	49.610	86,92 %
5 %	5 %	50.078,01 €	372,41 °C	51.186	86,90 %
5 %	10 %	50.081,03 €	373,68 °C	59.115	86,01 %
10 %	0 %	46.827,28 €	371,43 °C	63.415	86,26 %
10 %	5 %	47.206,75 €	372,30 °C	63.941	86,54 %
10 %	10 %	47.248,47 €	372,61 °C	65.122	86,56 %



Tabelle A.3: Ergebnisse der Regler bei homogener Verschmutzung der Kollektoren  
(fortgesetzt)

(c) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Regelgüte

Verschmutzung		Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldef.	Durchschnittl. Fokusrate
Simulation	Regelung				
0 %	0 %	54.005,54 €	374,43 °C	41.401	87,09 %
0 %	5 %	53.924,85 €	374,89 °C	42.072	86,87 %
0 %	10 %	53.477,43 €	375,06 °C	42.781	86,20 %
5 %	0 %	50.548,31 €	372,87 °C	42.698	87,26 %
5 %	5 %	50.929,17 €	374,19 °C	45.004	87,05 %
5 %	10 %	50.834,34 €	374,53 °C	45.812	86,80 %
10 %	0 %	47.527,24 €	372,25 °C	55.159	86,95 %
10 %	5 %	47.687,39 €	373,00 °C	54.299	86,94 %
10 %	10 %	47.785,60 €	373,67 °C	54.675	86,86 %

(d) Durchschnittliche Ergebnisse des Reglers mit dem Ziel Fokusrate

Verschmutzung		Ertrag	$T_{SF,out,avg}$	Anzahl Notfalldef.	Durchschnittl. Fokusrate
Simulation	Regelung				
0 %	0 %	53.981,62 €	374,34 °C	45.879	87,09 %
0 %	5 %	53.920,95 €	374,82 °C	47.068	86,87 %
0 %	10 %	53.445,51 €	375,20 °C	48.672	86,13 %
5 %	0 %	50.494,32 €	372,62 °C	45.887	87,30 %
5 %	5 %	50.925,77 €	374,13 °C	49.657	87,05 %
5 %	10 %	50.824,76 €	374,56 °C	50.398	86,78 %
10 %	0 %	47.349,92 €	371,60 °C	58.218	87,05 %
10 %	5 %	47.579,41 €	372,64 °C	56.758	87,00 %
10 %	10 %	47.779,89 €	373,63 °C	59.138	86,84 %